



Amanda Motta Schutze

A Demanda de Energia Elétrica no Brasil

Tese de Doutorado

Tese apresentada ao programa de Pós-Graduação em Economia do Departamento de Economia da PUC-Rio como parte dos requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Economia.

Orientador: Prof. Leonardo Bandeira Rezende



Amanda Motta Schutze

A demanda de energia elétrica no Brasil

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Economia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Leonardo Rezende

Orientador

Departamento de Economia – PUC-Rio

Prof. Juliano Assunção

Co-orientador

Departamento de Economia – PUC-Rio

Prof. Rogério L.F. Werneck

Departamento de Economia – PUC-Rio

Prof. Gabriel Lopes de Ulysea

Departamento de Economia – PUC-Rio

Prof. Francisco Junqueira da Costa

FGV

Prof. Joisa Campanher Dutra Sairava

FGV – Matriz

Prof. Monica Herz

Coordenadora do Centro de Ciências Sociais – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 10 de setembro 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Amanda Motta Schutze

Bacharel em economia pela PUC-Rio e possui mestrado profissional em economia e finanças pela EPGE, e agora doutorado em economia pela PUC-Rio. Atualmente, é professora da disciplina de setor público do departamento de economia da PUC-Rio.

Ficha catalográfica

Schutze, Amanda Motta

A demanda de energia elétrica no Brasil / Amanda Motta Schutze; orientador: Leonardo Bandeira Rezende. – 2015. □

120 f. ;30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Economia, 2015.

Inclui bibliografia

1. Economia – Teses. 2. Elasticidade preço. 3. Energia elétrica. 4. Potência máxima e consumo. 5. Preços de Ramsey. I. Rezende, Leonardo Bandeira. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Economia. III. Título.

CDD: 330

Para meus pais, Walter e Maria Luisa

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Walter (*in memoriam*) e Maria Luisa, pelo amor e infinita dedicação ao meu crescimento pessoal e profissional. Por sempre acreditarem em mim e por terem me ensinado o prazer de aprender. Esta tese é dedicada a eles.

Agradeço muitíssimo ao meu marido, Roberto, por ter me apoiado em todos os momentos difíceis, sempre com muito amor e paciência. Pela compreensão da importância do doutorado para mim. E também aos meus filhos queridos, Júlia e Bruno, por cada abraço e sorriso que fizeram com que essa trajetória fosse menos árdua. Aos meus irmãos Roberta e Guilherme pelo carinho e apoio ao longo de toda a minha vida.

Sou imensamente grata ao meu orientador, Leonardo Rezende, pela sua paciência, por todos os ensinamentos e pela extrema dedicação que possibilitaram a conclusão desta tese. E ao meu co-orientador, Juliano Assunção, por acompanhar a minha evolução e estar sempre me estimulando e acreditando no meu potencial. Foi um privilégio contar com a excelência e generosidade dos dois ao meu lado.

Muito obrigada a todos os professores do Departamento de Economia da PUC-Rio, que contribuíram muito para o meu aprendizado e para minha formação acadêmica. Um agradecimento especial a Rodrigo Soares e Cláudio Ferraz, pela dedicação como professores em seus cursos. E ao Rogério Werneck pela constante contribuição com minha tese. Também agradeço aos funcionários do Departamento, em especial ao apoio eficiente e carinhoso da Graça.

Um agradecimento especial à ANEEL, principalmente ao Romário de Oliveira Batista e ao Davi Antunes Lima, por toda ajuda, por se colocarem à disposição para tantos esclarecimentos e pelas informações que permitiram que eu estudasse o Setor Elétrico.

Agradeço a Marina Figueira de Mello que me ajudou a seguir adiante desde o começo, por todo aprendizado e confiança, pelo amor e amizade. Agradeço as minhas amigas Mariana Albuquerque, Lycia Lima, Bárbara Caballero e Ana Carolina Kang pelo apoio, companheirismo e suporte.

Por último, agradeço o apoio financeiro da CAPES, da FAPERJ e do *Climate Policy Initiative* (CPI) que viabilizaram esse trabalho e o auxílio de toda equipe do CPI na montagem dos dados e no desenvolvimento dessa tese.

Resumo

Schutze, Amanda Motta; Rezende, Leonardo Bandeira (Orientador). **A Demanda de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2015. 120p. Tese de Doutorado - Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta tese é um trabalho sobre a demanda de energia elétrica no Brasil e é composta por três artigos. No primeiro artigo apresentamos uma análise empírica da demanda residencial de energia elétrica no Brasil usando dados mensais agregados ao nível da distribuidora para 61 concessionárias de 2005 a 2013. A estratégia para estimar a elasticidade preço do consumidor utiliza as regras regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro para resolver o problema de simultaneidade entre consumo e tarifa. As datas em que ocorrem os reajustes e as revisões tarifárias e o custo de geração de energia são os instrumentos para a tarifa de fornecimento. A heterogeneidade das concessionárias de distribuição em relação à data, à periodicidade, ao valor da alteração da tarifa e ao custo de aquisição de energia é a fonte de variação nos dados que possibilita essa estimação. A elasticidade preço estimada de $-0,153$ indica que políticas baseadas em preços podem efetivamente desencorajar o consumo residencial de eletricidade, reduzindo a necessidade de expansão da capacidade de geração e os problemas ambientais. O segundo artigo investiga a demanda do consumidor industrial de energia elétrica no Brasil. Uma complexidade que se apresenta em relação ao consumidor residencial é que a distribuidora cobra pelo consumo de energia elétrica e pela potência máxima disponibilizada dos consumidores atendidos em níveis de média e alta tensão. O modelo desse estudo resolve o problema de maximização da utilidade gerada pelo uso da energia elétrica descontada o custo faturado pela distribuidora. O resultado indica que o consumidor escolhe o consumo e a potência máxima com base na média dos preços. Desta forma, a elasticidade preço do consumo de eletricidade no mercado cativo para a classe industrial é estimada utilizando a tarifa média, combinação da tarifa da energia e da potência máxima. Além disso, alguns consumidores industriais podem escolher seu fornecedor de energia no mercado livre. A opção de migrar para esse mercado torna a demanda do consumidor industrial no mercado cativo mais sensível ao preço médio de fornecimento de energia elétrica. O terceiro artigo analisa a estrutura tarifária do setor elétrico, ou seja, o mecanismo de diferenciação dos preços cobrados de diferentes tipos de consumidores. Para isso, utilizamos como referência o critério de *Ramsey*, que determina o conjunto de preços mais eficientes que geram um nível mínimo desejado de lucro para a empresa. As elasticidades preço para os três maiores grupos de consumidores, residencial, comercial, e industrial, foram estimadas e combinadas com o custo marginal para simular os preços de *Ramsey* e compará-los com as tarifas praticadas. O preço de *Ramsey* para o grupo residencial excede o preço em 6% e para o grupo comercial em 2%. Ao mesmo tempo, o preço para o consumidor industrial é maior que o preço de Ramsey em 46%. Como a classe industrial é mais elástica por ter a opção entre escolher diretamente seu fornecedor de energia e de comprar da distribuidora, pode não ser a melhor opção adotar esse critério de preços no Brasil.

Palavras-chave

Elasticidade Preço; Energia Elétrica; Potência Máxima e Consumo; Preços de Ramsey.

Abstract

Schutze, Amanda Motta; Rezende, Leonardo Bandeira (Advisor). **The Demand for Electricity in Brazil**. Rio de Janeiro, 2015. 120p. PhD Thesis - Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This thesis is a study on the electricity demand in Brazil and it is comprised of three articles. The first article presents an empirical analysis of the residential electricity demand in Brazil using monthly aggregated data at the distribution level from 2005 to 2013. The strategy to estimate the price elasticity explores the Brazilian Electricity Sector regulatory rules to solve the problem of simultaneity between consumption and tariff. The instruments used for the electricity tariff are the dates of tariff adjustments and reviews and the cost of electrical power generation. Dates, tariff review intervals and price adjustment heterogeneity among distribution companies are the variation sources that made this estimation possible. The estimated price elasticity of -0.153 indicates that price-based policies can effectively discourage residential electricity consumption, reducing the need for expansion of generation capacity and also environmental problems. The second article investigates the industrial electricity demand in Brazil. While the distributors only charge the electricity consumption of residential customers, industrial consumers are also charged by the maximum power available from consumers served in medium and high voltage levels. The model of this study solves the maximization problem of the utility generated by the use of electricity deducting the cost billed by the distributor. The result indicates that the consumer chooses consumption and maximum power based on average prices. Thus, the price elasticity of electricity consumption in the captive market for the industrial sector is estimated using the average tariff, combination of energy tariff and maximum power. In addition, some industrial customers can choose their energy supplier in the free market. The option to migrate to this market makes the demand of industrial consumers in the captive market more sensitive to the electricity average price. The third article examines the tariff structure of the electricity sector or, in other words, the mechanism of price differentiation charged to the different types of consumers. For this, we use as reference the Ramsey criterion, which determines the most efficient price set that generates the minimum desired level of profit for the company. The price elasticities for the three major consumer groups, residential, commercial, and industrial, were estimated and combined with the marginal cost to simulate the Ramsey price and compare them with the current tariffs. The Ramsey price for the residential group exceeds the current tariff by 6% and, for the commercial group, by 2%. At the same time, the tariff for industrial consumer is higher than the Ramsey price by 46%. As the industrial consumer group is more elastic due to its possibility of choosing from either the free market or the distributor, choosing the Ramsey price may not be the best option to be adopted in Brazil.

Keywords

Electricity; price elasticity; household consumption; industrial consumption; maximum power; captive market and Ramsey price.

Sumário

1. Introdução	15
2. Elasticidade Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil	20
2.1. Introdução	20
2.2. Regulação Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro	24
2.3. Dados e Estatísticas Descritivas	27
2.3.1. Dados	27
2.3.2. Estatísticas Descritivas	28
2.4. Estratégia Empírica	32
2.4.1. Instrumento CRTP (Ciclo da Revisão Tarifária Periódica) e RA (Reajuste Anual)	33
2.4.2. Instrumento TE	34
2.4.3. Fonte de Variação da Tarifa	37
2.5. Resultados	39
2.5.1. Resultados Principais	40
2.5.2. Testes de Robustez	42
2.5.3. Aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias	45
2.6. Conclusão	48
3. Elasticidade Preço da Demanda Industrial de Energia Elétrica no Brasil	50
3.1. Introdução	50
3.2. Regulação do Setor Elétrico Brasileiro	52
3.2.1. Classificação dos Consumidores	52
3.2.2. Mercado Regulado	54
3.2.3. Mercado Livre	57
3.2.4. Cobrança pela Ultrapassagem da Potência Contratada	58
3.3. Modelo	59
3.4. Dados e Estatísticas Descritivas	63
3.4.1. Dados	63
3.4.2. Estatísticas Descritivas	64
3.5. Estratégia Empírica	67
3.5.1. Instrumento	67
3.5.2. Tarifa Média	68
3.5.3. Especificação	68
3.5.4. Fonte de Variação da Tarifa	69

3.6. Resultados	71
3.6.1. Resultados	71
3.6.2. Testes de Robustez	79
3.7. Conclusão	83
4. Uma Aplicação da Precificação de Ramsey ao Setor Elétrico Brasileiro	84
4.1. Introdução	84
4.2. Regulação Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro	86
4.3. Precificação de Ramsey no Setor Elétrico	90
4.4. Modelos / Estratégia Empírica	92
4.4.1. Elasticidade	92
4.4.2. Custo Marginal	94
4.5. Dados e Estatísticas Descritivas	94
4.5.1. Consumidores	94
4.5.2. Elasticidade	97
4.5.3. Custos da Distribuidora	99
4.6. Resultados	99
4.6.1. Elasticidade	99
4.6.2. Custo Marginal	102
4.6.3. Número de Ramsey	104
4.6.4. Tarifas de Ramsey	105
4.7. Conclusão	106
5. Referências bibliográficas	108
Anexos	113
Anexo 1 – Composição TUSD e TE	113
Anexo 2 – Estrutura Tarifária Horo-Sazonal	116
Anexo 3 – Exemplo de tarifação da distribuidora AES ELETROPAULO de acordo com Resolução Homologatória 1.858 de 02/03/2015.	119
Anexo 4 – Formas de rateio dos componentes tarifários.	120

Lista de figuras

Figura 1: Tarifa de Fornecimento Média (R\$) e Consumo por Domicílio Médio (MWh).	22
Figura 2: Tarifa em R\$/MWh das 4 maiores Distribuidoras.	38
Figura 3: Variação Percentual da Tarifa das 4 Maiores Distribuidoras.	39
Figura 4: Número de Distribuidoras com Revisão Periódica por Ano.	39
Figura 5: Tarifa Média Total em R\$/MWh das 3 Maiores Distribuidoras.	70
Figura 6: Variação Percentual da Tarifa Média das 3 Maiores Distribuidoras.	70
Figura 7: Modalidade Tarifária Horo-sazonal Azul.	116
Figura 8: Modalidade Tarifária Horo-sazonal Verde.	117
Figura 9: Modalidade Tarifária.	118

Lista de tabelas

Tabela 1: Consumo Médio Mensal de cada Distribuidora para o Ano de 2013.	29
Tabela 2: Estatísticas Descritivas por Ano.	30
Tabela 3: Estatísticas Descritivas.	31
Tabela 4: Características da Base de Dados por Região do Brasil.	32
Tabela 5: Definição Variáveis.	33
Tabela 6: Características Gerais das Distribuidoras.	36
Tabela 7: Regressões Primeiro Estágio: Efeito Revisões, Reajustes e da Tarifa de Energia na Tarifa de Fornecimento para o Consumidor Residencial.	41
Tabela 8: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa no Consumo por Domicílio para o Consumidor Residencial.	42
Tabela 9: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa no Consumo por Domicílio.	44
Tabela 10: Soma do CMO e ESS_SE em R\$/MWh para os 4 Subsistemas em 2013.	47
Tabela 11: Valores em Reais por MWh do Aumento da Tarifa de Energia Elétrica nas 4 Simulações para cada Subsistema e Mês de 2013.	47
Tabela 12: Tarifa Média (R\$/MWh) das Distribuidoras em 2013, Tarifa Média com Aplicação do Sistema do Sistema de Bandeiras Tarifárias e Redução Estimada do Consumo Total no Ano 2013 para cada Simulação.	48
Tabela 13: Subgrupos do Grupo A.	53
Tabela 14: Subgrupos do Grupo B.	54
Tabela 15: Impacto Tarifário com a RTE de 2013 por nível de tensão.	64
Tabela 16: Participação por Subgrupo de Consumidores no Consumo Total do Mercado Cativo em 2014.	65

Tabela 17: Estatísticas Descritivas por Ano.	66
Tabela 18: Estatísticas Descritivas por Nível de Tensão.	66
Tabela 19: Regressões Primeiro Estágio: Efeito das Revisões e Reajustes na Tarifa Média Total do Consumidor Industrial.	72
Tabela 20: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa Média Total no Consumo para o Consumidor Industrial.	73
Tabela 21: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa de Consumo, Tarifa de Potência e Consumo na Potência Máxima.	75
Tabela 22: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa de Consumo, Tarifa de Potência e Potência Máxima no Consumo.	76
Tabela 23: Regressões Segundo Estágio por Grupos de Tensão: Efeito da Tarifa Média Total no Consumo Industrial.	78
Tabela 24: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa Média no Consumo Industrial.	81
Tabela 25: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa Média no Consumo Industrial.	82
Tabela 26: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 de Cada Grupo de Consumidor por Nível de Tensão e Atividade - GRUPO B.	95
Tabela 27: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 de Cada Grupo de Consumidor por Nível de Tensão e Atividade - GRUPO A.	96
Tabela 28: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 por Grupo de Consumidor por Atividade.	97
Tabela 29: Estatísticas Descritivas por Ano.	98
Tabela 30: Regressões Primeiro Estágio: Efeito Revisões na Tarifa de Fornecimento para os Grupos de Consumidores Residencial, Comercial e Industrial.	101
Tabela 31: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa no Consumo para os Grupos de Consumidores Residencial, Comercial e Industrial.	102
Tabela 32: Custo com Compra de Energia da Light - 3CRTP.	103
Tabela 33: Custo Marginal de Expansão Médio.	104
Tabela 34: Custo Fixo Light - 3CRTP.	105

Tabela 35: Exemplo Numérico de Tarifas *Ramsey* - LIGHT 3CRTP. 106

Tabela 36: Exemplo Numérico de Tarifas Ramsey Incluindo Custo Marginal de Expansão - LIGHT 3CRTP 106

Introdução

Este trabalho tem como objetivo estudar a demanda do consumidor de energia elétrica e para isso são consideradas as características e a regulação do Setor Elétrico Brasileiro.

No primeiro capítulo a elasticidade preço do consumidor residencial é estimada utilizando as regras de definição das tarifas. A ANEEL considera três custos para a definição da tarifa de fornecimento de cada distribuidora: os de geração da energia, os de transporte da energia até o consumidor (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais. O custo da energia comprada por cada distribuidora é diferente, já que varia de acordo com contratos bilaterais firmados com as geradoras. O custo de transporte também varia entre as concessionárias, pois dependem de características como o número de consumidores, a densidade do mercado e os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa. Além das concessionárias terem diferentes tarifas, as datas em que ocorrem os reajustes anuais e as revisões tarifárias e sua periodicidade também são diferentes. O objetivo da revisão é estabelecer o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição e o do reajuste anual é manter o poder de compra da receita da concessionária no período entre as revisões. Essas fontes de variação da tarifa entre as distribuidoras permitem a estimação da demanda residencial por eletricidade no Brasil.

O segundo artigo estuda a demanda do consumidor industrial de energia elétrica. Diferente do consumidor residencial, a maioria dos consumidores industriais é atendida em níveis de fornecimento de média e alta tensão e, assim, é faturada pela distribuidora pelo consumo de energia elétrica e também pela potência máxima disponibilizada. O consumidor paga pela potência máxima contratada no contrato de fornecimento com a distribuidora. Se o pico de potência de uma indústria em determinado mês for menor que o valor contratado, essa indústria acaba arcando com um custo maior que o necessário. E se for maior, ela é cobrada em cima da ultrapassagem pelo triplo da tarifa regulada. De acordo com o problema de maximização da utilidade do consumidor industrial gerada pelo uso

da energia elétrica descontada o custo faturado pela distribuidora, a quantidade de consumo de energia e de potência dependem negativamente do preço médio de energia e em quatro meses do ano a indústria ultrapassa o pico contratado independente da tarifa. O efeito do preço no consumo industrial de eletricidade é estimado, portanto, utilizando a tarifa média, a soma da receita com energia e potência dividida pelo consumo total. A demanda da classe industrial é mais elástica que a residencial e um dos motivos é que para alguns consumidores industriais existe a opção entre escolher diretamente seu fornecedor de energia e comprar da distribuidora.

Finalmente, o terceiro artigo analisa a estrutura tarifária do setor elétrico. Uma das principais atribuições da regulação é determinar o preço da energia elétrica a ser cobrado dos diferentes tipos de clientes da distribuidora. Informações sobre a demanda dos consumidores e os custos das firmas são usadas pelo regulador no processo de fixação das tarifas. Uma vez que esses preços regulados são cruciais para determinar o nível e o padrão de uso de energia elétrica, bem como o nível dos custos e lucro das firmas, é importante analisar se esses preços satisfazem critérios econômicos desejáveis. Para isso, utilizamos como referência o critério de *Ramsey*, que determina o conjunto de preços mais eficientes que geram um nível mínimo desejado de lucro para a empresa. As elasticidades preço para os três maiores grupos de consumidores, residencial, comercial, e industrial, foram combinadas com o custo marginal para simular os preços de *Ramsey* e compará-los com as tarifas praticadas. A tarifa do consumidor industrial teria que sofrer uma redução e a do residencial e comercial um aumento para serem iguais aos preços de *Ramsey*. Mas como a classe industrial é mais elástica por ter a opção de operar no mercado livre, pode não ser justo no Brasil adotar esse critério de preços.

O resto desta introdução descreve em linhas gerais as características e o arcabouço regulatório do mercado de energia no Brasil.

No setor elétrico brasileiro predomina a geração hidrelétrica e como o fluxo de água é variável e depende do nível pluviométrico anual, usinas térmicas operam de forma complementar. As características do parque gerador fazem com que a geração elétrica brasileira requeira a coordenação da operação das usinas hidrelétricas para otimização do parque instalado. A possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema

brasileiro um importante ganho energético, pois, desta forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos.

A demanda energética máxima que um sistema hidrotérmico pode atender, com relativa segurança, é a capacidade de geração do conjunto das usinas numa condição hidrológica adversa. Se uma usina hidrelétrica for continuamente acionada na capacidade máxima, o reservatório se esvazia e ela não consegue continuar produzindo. Por esta razão, o que realmente importa é qual a potência que em média poder ser produzida de forma sustentável.

Os primeiros aproveitamentos hidrelétricos empreendidos pelo Estado brasileiro tinham um custo muito baixo porque a vazão, a altura das quedas, as facilidades do represamento e a proximidade dos centros consumidores contribuíram para a eficiência dos aproveitamentos. Com o passar dos anos, os novos projetos passaram a ser construídos em locais de queda e vazão menos produtivos, em locais mais distantes dos centros consumidores e de engenharia mais difícil.

Desta forma, a absorção de novas tecnologias de geração de eletricidade vem sendo feita no Brasil com custos crescentes. A incapacidade de viabilizar investimentos destes produtores de custos elevados foi a principal razão pela qual o governo impôs novas regras ao setor elétrico em 2004.

Foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores e consumidores livres. Os agentes de geração podem escolher livremente em qual dos dois ambientes vender sua energia.

No ACL consumidores não regulados atendem a sua própria demanda. Os agentes negociam livremente e a contratação é formalizada através de acordos bilaterais.

No ACR o regulador compra a totalidade da demanda das distribuidoras de energia elétrica por meio de leilões. As distribuidoras apenas informam suas necessidades de suprimento e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) faz as aquisições por representação das distribuidoras. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão. A contratação é formalizada

através de contratos bilaterais regulados celebrados entre os geradores e as distribuidoras.

O mercado de geração foi dividido em dois segmentos: No primeiro é negociada apenas a produção das usinas existentes chamada de “energia velha”. Em outro mercado separado, a energia proveniente dos novos projetos é comercializada a preços mais elevados de forma a remunerar adequadamente novos investimentos, chamada de “energia nova”. Desta forma, são realizados leilões de energia existente e leilões de energia nova separadamente.

As distribuidoras de energia elétrica devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR. As distribuidoras repassam os seus custos médios de aquisição de energia para os consumidores. Assim, o consumidor se defronta com um preço médio menor que o custo marginal, o que sinaliza incorretamente o custo marginal de produção. As decisões de consumo são tomadas com base nestes níveis de preço mais baixos levando a um consumo total mais elevado.

O segmento de geração era considerado um segmento competitivo no Brasil até 2012, pois a maioria absoluta dos geradores era livre para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, seja por meio de leilões regulados. A partir de 2013, muitas usinas hidrelétricas antigas passaram a ter seus preços controlados pela ANEEL, pois essa foi a condição para a renovação antecipada de seus contratos de concessão.

A transmissão e a distribuição de energia têm seus preços regulados pela ANEEL. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos. Além das tarifas, a ANEEL regula a qualidade do serviço prestado.

O objetivo da ANEEL é, de um lado, assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade e, de outro, garantir para a concessionária o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do Contrato de Concessão.

Com efeito, de forma sintética, podemos dizer que o Setor Elétrico Brasileiro é atualmente caracterizado por:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição.

- Coexistência de empresas públicas e privadas.
- Planejamento e operação centralizados.
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição.
- Regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos.
- Concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos.
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres no ACL.
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras no ACR.

2

Elasticidade Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil

2.1

Introdução

A dificuldade de calcular a elasticidade preço da demanda de energia é a possível existência de simultaneidade entre consumo e tarifa de energia elétrica. Isso pode ocorrer mesmo com a tarifa por concessionária sendo determinada pela agência reguladora. O mecanismo utilizado para o cálculo da tarifa pode fazer com que ela se altere por variações de custos de distribuição causadas por variações no consumo.

Este artigo introduz uma nova estratégia empírica para estimar a elasticidade preço da demanda do consumidor residencial utilizando as regras de definição das tarifas de energia elétrica no Brasil. O método de variáveis instrumentais é aplicado e as datas das Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP), as datas dos Reajustes Tarifários Anuais (RA) e a Tarifa de Energia (TE) são os instrumentos para tarifa de energia elétrica.

São nessas datas que as tarifas são reajustadas e a TE é a parte da tarifa de fornecimento que cobre os custos com a compra de energia pela distribuidora. Esses fatores em conjunto representam cerca de 50% da variação da tarifa e variam ao longo do tempo e entre distribuidoras. As datas das revisões e sua periodicidade e as datas dos reajustes anuais são determinadas nos contratos de concessão, por isso são exógenas. Os contratos de compra de energia pela distribuidora são celebrados previamente para determinado ano e a parte variável do custo de energia, que é o custo do combustível das usinas termelétricas, é determinado por condições climáticas desfavoráveis.

Alguns estudos para estimar a demanda residencial por eletricidade nos Estados Unidos utilizam dados agregados em painel por estado. Alguns exemplos são Bernstein e Griffin (2005), Paul et al. (2009) e Alberini e Filippini (2010). Eles diferem no período da amostra, na especificação das variáveis e no método

de estimação. Os autores utilizam a receita dividida pela venda de eletricidade (preço médio) para o setor residencial, e o preço, por ser regulado, é considerado exógeno, ou a tarifa, defasada em até dois períodos, é utilizada como instrumento para o preço da energia.

Para o Brasil existem poucos trabalhos empíricos sobre a estimação da demanda por energia elétrica. A referência clássica é o estudo de Modiano (1984) em que o autor avalia quantitativamente a resposta da demanda de energia elétrica para as variações da renda e da tarifa para todas as categorias distintas de consumidores no período 1963-1981, com dados anuais. O modelo econométrico utilizado é o de Vetores Auto Regressivos (VAR).

Andrade e Lobão (1997) estimam a elasticidade renda e preço para a demanda residencial de energia elétrica no Brasil para o período de 1963 a 1995, a partir de dados anuais. Schmidt e Lima (2001) com dados anuais de 1963 a 2000 estimam as elasticidade preço e renda de longo prazo das classes residencial, industrial e comercial utilizando o modelo VAR. Eles chegam à conclusão que elasticidade preço do consumidor residencial é de -0,085, valor intermediário entre os dois artigos anteriores.

Os três artigos utilizam modelos de série de tempo com amostra bastante pequena (menor que 40 observações) o que pode prejudicar a estimação. O gráfico da Figura 1 mostra a evolução da tarifa média e do consumo médio por domicílio entre 2005 e 2013, período utilizado no presente estudo. Não é possível observar uma relação entre as duas variáveis ao longo do tempo.

Hollanda, Dias e Saraiva (2012) estimam a elasticidade preço da demanda dos consumidores residenciais com dados ao nível da unidade consumidora para os anos 2002 e 2003 incluindo localidades de 26 distribuidoras. A alteração tarifária dentro do período de estudo é utilizada como um choque exógeno e diferentes metodologias são aplicadas para resolver a questão de não observarem o mesmo consumidor em dois períodos.

Este trabalho ao estimar como o consumidor residencial responde a uma variação no preço auxilia o regulador a entender se um sistema como o de Bandeiras Tarifárias terá algum efeito no consumo e assim, realmente irá estimular o uso eficiente de energia elétrica. Dada a preocupação com a segurança no fornecimento de energia e com a questão ambiental, uma alternativa ao foco

apenas na expansão da capacidade de geração é a implementação de mecanismos de gerenciamento de demanda, que estimulam a eficiência energética.

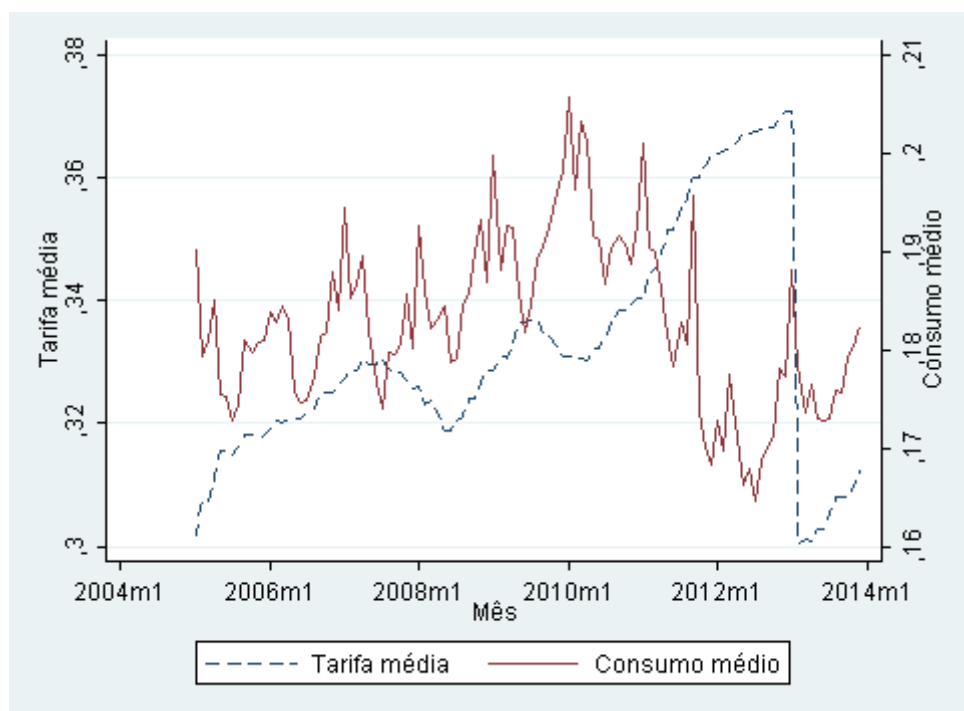


Figura 1: Tarifa de Fornecimento Média (R\$) e Consumo por Domicílio Médio (MWh).

A literatura sobre eficiência energética argumenta que podemos reduzir o consumo de eletricidade e manter o mesmo padrão de vida através do uso racional de energia elétrica. Com isso, a necessidade do investimento em geração diminui e as emissões de poluentes ambientais são reduzidas.

O governo, através de políticas públicas, pode estimular a conservação de eletricidade. Segundo Loughran e Kulick (2004) mecanismos de gerenciamento de demanda se espalharam nos Estados Unidos na década de 80 com o objetivo de diminuir a necessidade de construção de novas usinas elétricas. Os autores encontram que, de fato, esses mecanismos têm efeito na eficiência energética. Já Joskow e Marron (1991) calculam o custo da eletricidade economizada com programas de conservação. A questão é se vale a pena implementar esse tipo de programa já que a maioria incorre em custos extras para o consumidor. Se o benefício líquido é positivo, o consumidor economiza dinheiro e reduz o consumo de eletricidade diminuindo a externalidade negativa da produção de energia no meio ambiente.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL criou o mecanismo de gerenciamento de demanda chamado Bandeiras Tarifárias que entrou em vigor em janeiro de 2015. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas e quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas são acionadas. O custo de geração deste tipo de usina é mais elevado em função do preço dos combustíveis fósseis e, além disso, há uma grande liberação de poluentes na atmosfera.

O mecanismo de Bandeiras Tarifárias não envolve aumento de custos, apenas direcionam a parte variável dos custos de energia elétrica. Caso os consumidores passem a utilizar a energia elétrica de forma mais consciente, a necessidade de expansão da geração e os problemas ambientais serão reduzidos sem a contrapartida de um aumento extra para o consumidor.

Em janeiro de 2013, com a redução das tarifas de energia elétrica, em média, de 19% para os consumidores residenciais, houve um incentivo ainda maior ao consumo em um momento que seria extremamente importante o uso eficiente da energia pelos consumidores. Neste período, o nível dos reservatórios das hidrelétricas estava muito baixo e o sistema de termelétricas totalmente acionado. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que reflete o custo marginal de operação de geração, foi de 412 R\$/MWh em janeiro de 2013. Uma variação de mais de 2.000% em relação ao mesmo período do ano anterior (18 R\$/MWh).

A informação sobre o efeito de uma alteração tarifária sobre o consumo residencial no Brasil poderia ter contribuído para a decisão de não adoção desta política de redução das tarifas. Um aumento médio de aproximadamente 2,9% no consumo de energia elétrica em um momento de condições hidrológicas adversas pode não ser o resultado desejado para objetivo de manutenção da segurança do fornecimento de energia elétrica.

A próxima seção apresenta as características gerais e regulatórias da tarifa de energia elétrica no Brasil. A terceira seção descreve os dados e as estatísticas descritivas enquanto a quarta seção aborda a estratégia de identificação utilizada. A seção que se segue apresenta os resultados encontrados, alguns testes de

robustez e uma simulação para aplicação do sistema de Bandeiras. Finalmente, a sexta conclui.

2.2

Regulação Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro

Há no Brasil 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica. As distribuidoras não podem estabelecer seus próprios preços, sendo reguladas pelo Poder Concedente, representado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Isso se deve principalmente ao fato das distribuidoras serem concessionárias do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão que prevêm métodos regulatórios para o estabelecimento de preços aos consumidores.

A partir de 1995, a tarifa de fornecimento de energia elétrica passou a ser fixada por concessionária, dando início à regulação por incentivos, onde as distribuidoras são incentivadas a se tornarem mais eficientes. A determinação da tarifa passou, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa, o custo da energia comprada.

A área de concessão é o território de atuação de cada distribuidora. Quando a área de concessão coincide com a extensão de um estado, a tarifa de fornecimento é única naquela unidade federativa. Caso contrário, tarifas diferentes são praticadas no mesmo estado. Na maioria dos estados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão ainda corresponde aos limites geográficos estaduais; em outros, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, existem concessionárias com áreas de abrangência bem menores que a de um estado.

Três custos são somados pela ANEEL para a definição da tarifa de fornecimento de cada distribuidora: os de geração da energia, os de transporte da energia até o consumidor (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais. Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de

energia elétrica o PIS/COFINS¹, o ICMS² e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), respectivamente³.

$$\text{Valor final tarifa} = \left\{ \frac{\text{Valor regulado pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \right\} + \text{CIP}$$

Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública também são diferentes entre os estados e municípios. Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas de governo para o setor elétrico. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia.

A tarifa determinada pela ANEEL deve assegurar às concessionárias de distribuição receitas suficientes para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

A receita requerida da concessionária é definida como o montante de recursos necessários para fazer face às despesas gerenciáveis e não gerenciáveis da distribuidora. A receita é distribuída entre os diversos grupos tarifários como o residencial, comercial, industrial entre outros.

O valor da tarifa regulada pela ANEEL é a soma da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia (TE). A tarifa de distribuição (TUSD) é formada pelo uso dos sistemas de distribuição. A tarifa de energia (TE) é associada exclusivamente aos custos de geração de energia.

Os custos dos sistemas de distribuição incluem os custos gerenciáveis e não gerenciáveis pela distribuidora. Os custos gerenciáveis são: despesas de operação e manutenção, remuneração do capital e quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação. Os custos não gerenciáveis dos sistemas de distribuição são: encargos setoriais e encargos de transmissão e distribuição. Os custos de geração de energia são considerados não gerenciáveis pela distribuidora.

A maioria dos custos de geração é conhecida antecipadamente através dos contratos de suprimento e das cotas estabelecidas. Além deste valor determinado

¹PIS/PASEP - Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

²ICMS - Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

³PIS e COFINS eram incluídos nos valores das tarifas homologadas até 30 de junho de 2005. A partir de 1º de julho de 2005, as tarifas homologadas pela ANEEL não incluem os valores desses tributos, que passam a ser considerados em destaque na conta de luz, de forma semelhante ao ICMS.

ex-ante, quando as térmicas são acionadas, o custo do combustível é repassado ao consumidor. O que determina a necessidade de utilização das térmicas são as condições climáticas desfavoráveis. A composição detalhada da TUSD e TE encontra-se no Anexo 1.

O valor da tarifa inicial e os mecanismos para sua atualização estão definidos nos contratos de concessão assinados entre as distribuidoras e a União. Os documentos são públicos e estão disponíveis no site da ANEEL. Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos: Reajuste Tarifário Anual - RA, Revisão Tarifária Periódica - CRTP e Revisão Tarifária Extraordinária - RE.

A ANEEL pode, a qualquer tempo, proceder a revisão das tarifas por meio da Revisão Tarifária Extraordinária, desde que verificado o comprometimento do equilíbrio econômico financeiro da concessão causado por alterações significativas nos custos não gerenciáveis.

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária. Ocorre anualmente na data de aniversário do contrato de cada distribuidora, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica. São recalculados todos os custos não gerenciáveis. Os custos gerenciáveis são corrigidos pelo IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) reduzido do fator X. O objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição, e repassá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste.

A Revisão Tarifária Periódica ocorre após um período previamente definido no contrato de concessão, geralmente de 4 em 4 anos, variando por concessionária. Tem como principal objetivo recalcular os custos gerenciáveis. A ANEEL redefine o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos da distribuidora. Também são recalculados todos os custos não gerenciáveis.

Uma vez definido o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição, os mesmos serão apenas reajustados na revisão tarifária seguinte. Assim, todas as concessionárias são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes. Na revisão tarifária seguinte, os ganhos de eficiência são revertidos em prol da modicidade tarifária.

Já ocorreram três Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas onde se define os procedimentos gerais para o cálculo da Revisão Tarifária Periódica a serem

utilizados para todas as distribuidoras. O Primeiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) ocorreu no período 2003-2006, o 2CRTP de 2007-2010 e o 3CRTP de 2011-2014. A variação da tarifa, tanto na Revisão Periódica como no Reajuste Anual, é diferente para cada distribuidora. Entre um ciclo e outro ocorreram mudanças regulatórias para definição das tarifas. Mas todas as distribuidoras passam por revisões tarifárias em todos os ciclos.

2.3

Dados e Estatísticas Descritivas

2.3.1

Dados

A base de dados foi construída especificamente para esse trabalho. O período de estudo é de janeiro de 2005 a dezembro de 2013. Os dados de consumo residencial em MWh e o número de unidades consumidoras foram fornecidos pela ANEEL. A classe de consumidores residenciais é atendida em baixa tensão e não tem incluída a subclasse residencial baixa renda. A denominação é grupo B (baixa tensão), subgrupo B1, subclasse Residencial.

As tarifas, tanto a tarifa de fornecimento total como a TE em R\$/MWh, são divulgadas nas Resoluções Homologatórias de cada distribuidora em cada revisão ou reajuste. A tarifa de fornecimento é o valor regulado pela ANEEL, ou seja, a tarifa antes dos impostos como explicado na seção anterior. Desta forma, uma base de dados mensal com a tarifa regulada e a TE para classe B1 para todas as distribuidoras no período de 2005 a 2013 foi construída com base em 684 Resoluções (11 ou 12 por concessionária).

As datas dos Reajustes Anuais e das Revisões Tarifárias são encontradas nos contratos de concessão de cada distribuidora e também nas Resoluções Homologatórias. A variável que representa o Reajuste Anual de cada ano é uma *dummy* igual a 1 caso já tenha ocorrido o reajuste. E a variável que representa a Revisão Periódica ocorrida para cada ciclo (2º e 3º) é uma *dummy* igual a 1 caso naquela data o ciclo esteja em vigor para determinada distribuidora.

Das 63 distribuidoras de energia elétrica no Brasil, duas não são consideradas neste trabalho. A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e

Companhia Energética de Roraima (CERR), não têm contrato de concessão assinado. Elas conjuntamente representam 0,3% do consumo total de 2013. Como são 61 distribuidoras e 108 meses, a análise empírica conta com 6.588 observações.

Dentro do período de estudo não existe nenhuma alteração estrutural do setor elétrico. Durante o ano de 2004 foi implementado o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro com objetivo de garantir a segurança no abastecimento. Em dezembro de 2013, esse modelo ainda vigora.

No período ocorreu apenas uma Revisão Tarifária Extraordinária. Em 24 de janeiro de 2013, as tarifas da classe residencial para as 61 distribuidoras tiveram uma redução média de 18,7%. Sendo que a maior redução foi de 25,9% e a menor de 18%.

A redução é resultado da Lei nº 12.783/2013, que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017, da redução de encargos setoriais e da retirada de subsídios da estrutura tarifária.

2.3.2

Estatísticas Descritivas

O consumo da classe residencial representa 38% do consumo total atendido pelas distribuidoras em 2013 e 43% da receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo em 2013. Em 2005, esses números foram de 33% e 40%, respectivamente.

A Tabela 1 lista as concessionárias de distribuição e o consumo médio mensal em MWh para os consumidores residenciais no ano de 2013. As dez maiores distribuidoras representam mais de 60% do consumo total médio. Há uma variação substancial entre as distribuidoras. Enquanto o consumo médio de 2013 é de 1.349.851 MWh para a Eletropaulo, para a concessionária João Cesa é apenas de 412 MWh.

Tabela 1: Consumo Médio Mensal de cada Distribuidora para o Ano de 2013.

Distribuidora	Consumo Médio Mensal de 2013 (MWh)	% em relação ao Consumo Total Médio de 2013	Distribuidora	Consumo Médio Mensal de 2013 (MWh)	% em relação ao Consumo Total Médio de 2013
AES ELETROPAULO	1.349.851	14,9%	CAIUÁ	31.875	0,4%
CPFL PAULISTA	678.609	7,5%	ELETROBRAS AC (ELETROACRE)	27.459	0,3%
CEMIG	674.392	7,5%	ENERGISA MG (EMG)	25.640	0,3%
LIGHT	669.543	7,4%	CPFL SANTA CRUZ	24.637	0,3%
COPEL	522.444	5,8%	ELETROBRAS RR (Boa Vista)	24.025	0,3%
CELESC	396.589	4,4%	PARANAPANEMA (EEVP/EDEVP)	21.647	0,2%
AMPLA	337.703	3,7%	BRAGANTINA (EEB)	18.542	0,2%
COELBA	331.555	3,7%	NACIONAL (CNEE)	17.075	0,2%
ELEKTRO	320.564	3,5%	BORBOREMA (CELB/EBO)	12.157	0,1%
CPFL PIRATININGA	309.854	3,4%	NOVA FRIBURGO (ENF)	12.065	0,1%
CELG	308.778	3,4%	CPFL SUL	10.562	0,1%
EDP BANDEIRANTE	282.369	3,1%	DMED	9.227	0,1%
CELPE	249.186	2,8%	SANTA MARIA (ELFSM)	8.398	0,1%
CEEE	214.759	2,4%	CPFL LESTE	7.479	0,1%
AES SUL	194.356	2,1%	CPFL JAGUARI	6.905	0,1%
COELCE	192.467	2,1%	CFLO	6.268	0,1%
CELPA	176.426	2,0%	COCEL	6.076	0,1%
RGE	175.849	1,9%	SULGIPE	5.633	0,1%
CEB	172.003	1,9%	CPFL MOCOCA	5.513	0,1%
CEMAT	161.813	1,8%	DEMEI	4.907	0,1%
EDP ESCELSA	155.245	1,7%	ELETROCAR	4.202	0,0%
ELETROBRAS AM (AmE)	139.988	1,5%	IGUAÇU (IENERGIA)	4.158	0,0%
CEMAR	112.260	1,2%	ALIANÇA	4.084	0,0%
COSERN	105.373	1,2%	CHESP	2.853	0,0%
ENERSUL	103.260	1,1%	PANAMBI (HIDROPAN)	2.487	0,0%
ELETROBRAS PI (CEPISA)	78.487	0,9%	MUXFELDT	1.307	0,0%
ELETROBRAS RO (CERON)	78.312	0,9%	NOVA PALMA - UHENPAL	1.268	0,0%
ELETROBRAS AL (CEAL)	77.755	0,9%	URUSSANGA (EFLUL)	838	0,0%
ENERGISA PB (EPB)	68.064	0,8%	FORCEL	655	0,0%
ENERGISA SE (ESE)	51.476	0,6%	JOÃO CESA (EFLJC)	412	0,0%
CELTINS	47.987	0,5%			

A Tabela 2 apresenta as médias e os desvios padrão das variáveis utilizadas na análise empírica. O consumo médio mensal ao nível da distribuidora tem um crescimento médio de cerca de 6% ao ano no período da amostra. As médias mensais da tarifa total e da tarifa de energia oscilam entre os anos e existe uma variação substancial entre as tarifas das distribuidoras.

A média mensal do número de unidades consumidoras apresenta um crescimento estável de 4% ao ano até 2010. Entre agosto e dezembro de 2011 o número total de unidades aumentou cerca de 9 milhões (22% do total) e se manteve nesse patamar até o final de 2013. O que ocorreu em 2001 foi um reenquadramento dos consumidores, um grande número de unidades classificadas como baixa renda passou para a classe residencial. O critério de classificação anterior dependia apenas da faixa de consumo do cliente. Depois da Lei número 12.212/2010, a Tarifa Social de Baixa Renda é aplicada somente se a família estiver inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo

nacional ou se entre seus moradores tiver alguém que receba o benefício de prestação continuada da assistência social.

Tabela 2: Estatísticas Descritivas por Ano.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consumo MWh	94.360 (159.094)	97.503 (166.281)	103.971 (176.148)	109.307 (185.506)	116.525 (195.902)	123.879 (204.159)	131.395 (214.010)	142.401 (227.438)	148.290 (232.751)
Número de unidades consumidoras	497.117 (771.752)	510.612 (799.008)	535.433 (820.623)	553.502 (850.604)	574.406 (884.232)	605.076 (916.292)	692.126 (1.025.468)	809.675 (1.174.239)	817.870 (1.190.938)
Consumo por unidade consumidora MWh	0,1781 (0,0299)	0,1794 (0,0268)	0,1813 (0,0297)	0,1840 (0,0291)	0,1893 (0,0308)	0,1922 (0,0323)	0,1814 (0,0458)	0,1699 (0,0394)	0,1759 (0,0392)
Tarifa Total de Fornecimento R\$/MWh	315,14 (31,47)	324,06 (35,27)	330,59 (44,29)	325,14 (47,22)	335,72 (43,38)	336,76 (39,22)	355,86 (44,16)	369,96 (44,35)	312,68 (42,48)
TE (Tarifa de Energia) R\$/MWh	128,19 (22,10)	113,98 (29,43)	119,10 (28,44)	120,06 (21,12)	126,14 (21,20)	123,29 (17,27)	130,10 (17,68)	141,31 (17,76)	142,27 (18,92)

Nota: A tabela reporta as médias mensais e desvios padrão (em parênteses) ao nível da distribuidora para as variáveis utilizadas na análise empírica.

A Tabela 2 indica a redução do consumo por unidade consumidora nos anos de 2011 e 2012. Como a classificação para o baixa renda era baseada no baixo consumo mensal de energia elétrica, os novos consumidores da classe residencial não provocaram o mesmo aumento proporcional no consumo total.

A Tabela 3 apresenta as estatísticas descritivas para o período em estudo para todas as 61 companhias de distribuição e também separadas pelas quatro regiões do Brasil. A região Sudeste/Centro-Oeste tem a maior média de consumo e número de unidades consumidoras. Enquanto a região Nordeste com a menor média de consumo por domicílio tem a maior tarifa média.

A Tabela 3 mostra, também, a variação dentro de cada região. Isso confirma a heterogeneidade das distribuidoras tanto em relação ao consumo residencial como em relação ao valor das tarifas reguladas.

A região Sudeste e Centro-Oeste responde por 63% do consumo total de energia elétrica em 2013, a região Sul por 17%, Nordeste 14% e Norte 5% como pode ser visto na Tabela 4. Além disso, esta tabela mostra o número de distribuidoras e de observações por região e o maior aumento, maior redução e a alteração tarifária média do Segundo Ciclo (2CRTP) e do Terceiro Ciclo (3CRTP).

Tabela 3: Estatísticas Descritivas.

Variáveis	Média	Desvio Padrão	Min	Max
Total Brasil				
Consumo (MWh)	118.626	197.965	248	1.435.941
Número de unidades consumidoras	621.758	955.255	1.472	5.703.355
Consumo por unidade consumidora (MWh)	0,1813	0,0348	0,0673	0,9782
Tarifa Total de Fornecimento (R\$/MWh)	333,99	45,13	208,77	460,79
TE - Tarifa de Energia (R\$/MWh)	127,16	23,76	16,04	211,32
Região Sudeste/Centro-Oeste:				
Consumo (MWh)	173.671	264.438	1.308	1.435.941
Número de unidades consumidoras	878.178	1.237.940	10.035	5.703.355
Consumo por unidade consumidora (MWh)	0,1838	0,0331	0,1131	0,9782
Tarifa Total de Fornecimento (R\$/MWh)	333,80	47,46	208,77	453,52
TE - Tarifa de Energia (R\$/MWh)	130,40	18,90	83,52	185,13
Região Sul:				
Consumo (MWh)	73.382	126.927	248	539.574
Número de unidades consumidoras	377.414	652.429	1.472	2.924.313
Consumo por unidade consumidora (MWh)	0,1809	0,0221	0,0673	0,2679
Tarifa Total de Fornecimento (R\$/MWh)	329,25	42,25	242,58	460,79
TE - Tarifa de Energia (R\$/MWh)	127,25	29,24	16,04	187,42
Região Nordeste:				
Consumo (MWh)	85.344	77.379	2.115	370.786
Número de unidades consumidoras	543.361	532.775	19.799	2.987.350
Consumo por unidade consumidora (MWh)	0,1567	0,0268	0,0679	0,2351
Tarifa Total de Fornecimento (R\$/MWh)	340,28	40,54	257,57	446,49
TE - Tarifa de Energia (R\$/MWh)	112,83	16,81	77,62	156,23
Região Norte:				
Consumo (MWh)	60.129	48.322	10.276	198.593
Número de unidades consumidoras	303.898	281.706	43.842	1.368.775
Consumo por unidade consumidora (MWh)	0,2161	0,4815	0,1180	0,3940
Tarifa Total de Fornecimento (R\$/MWh)	336,73	48,63	247,58	452,01
TE - Tarifa de Energia (R\$/MWh)	138,61	25,28	74,97	211,32

O maior aumento no 2CRTP é de 9% e a maior redução tarifária de 26%, sendo a alteração média uma redução de 7%. Já no 3CRTP a alteração média até dezembro de 2013 é uma queda de 1%, chegando a ter um aumento de 16% e uma redução de 15%.

Tabela 4: Características da Base de Dados por Região do Brasil.

Variáveis	SE/CO	S	NE	N	Total
Observações	2.916	1.836	1.188	648	6.588
Número de distribuidoras	27	17	11	6	61
Participação no consumo total em 2005	65%	18%	12%	5%	100%
Participação no consumo total em 2013	63%	17%	14%	5%	100%
Alteração tarifária média 2CRTP	-7%	-3%	-8%	-12%	-7%
Maior aumento/ menor redução tarifária 2CRTP	9%	9%	1%	-2%	9%
Maior redução tarifária 2CRTP	-21%	-19%	-19%	-26%	-26%
Alteração tarifária média 3CRTP	0%	-1%	-3%	4%	-1%
Maior aumento tarifário 3CRTP	10%	12%	6%	16%	16%
Maior redução tarifária 3CRTP	-9%	-14%	-15%	-6%	-15%

2.4

Estratégia Empírica

Como a estimação é de um modelo de demanda, a hipótese de exogeneidade do preço pode ser violada. A simultaneidade entre o consumo e a tarifa de energia elétrica pode ocorrer mesmo com a tarifa por concessionária sendo determinada pela ANEEL. O mecanismo utilizado para o cálculo da tarifa faz com que o valor desta se altere com variações de custos de distribuição causadas por variações no consumo. A identificação da elasticidade precisa solucionar o problema de simultaneidade e também o problema empírico usual de variáveis omitidas.

Nós traçamos a partir das regras regulatórias do setor elétrico uma nova estratégia para solucionar o problema de endogeneidade e capturar o efeito causal de uma alteração tarifária no consumo de energia. São utilizadas como instrumentos as datas dos Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP), as datas dos Reajustes Anuais (RA) e a Tarifa de Energia (TE).

Existem importantes características das distribuidoras e de tempo que podem tanto afetar o consumo como a tarifa. A estrutura de painel do conjunto de dados permite controlar o efeito fixo de distribuidora, mês e ano.

A equação da estimação do primeiro estágio é dada por:

$$\ln(T)_{d,m} = \alpha_1 + \sum_k \alpha_k I_{k,d,m} + \gamma_d + \delta_a + \theta_m + \epsilon_{d,m}$$

Onde $\ln(T)_{d,m}$ é o logaritmo da tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora d no mês m ; $I_{d,m}$ é o vetor de instrumentos utilizados; γ_d é o efeito fixo por distribuidora; δ_a é o efeito fixo de ano; θ_m é o efeito fixo de mês; e $\epsilon_{d,m}$ é o erro idiossincrático.

A equação da estimação do segundo estágio é:

$$\ln(C)_{d,m} = \beta_1 + \beta_2 \ln(T)_{d,m} + \varphi_d + \omega_a + \mu_m + \varepsilon_{d,m}$$

Onde $\ln(C)_{d,m}$ é o logaritmo do consumo de energia elétrica por unidade consumidora da distribuidora d no mês m ; $\ln(T)_{d,m}$ é instrumentado por $I_{d,m}$; φ_d é o efeito fixo por distribuidora; ω_a é o efeito fixo de ano; μ_m é o efeito fixo de mês; e $\varepsilon_{d,m}$ é o erro idiossincrático.

O coeficiente β_2 é a elasticidade preço de energia elétrica do consumidor residencial cativo.

As variáveis, sua descrição e fonte são encontradas na Tabela 5.

Tabela 5: Definição Variáveis.

Variáveis	Descrição	Fonte
In Consumo por domicílio	In (consumo em MWh dividido pelo número de unidades consumidoras)	ANEEL
In Tarifa	In (tarifa total de fornecimento em R\$/MWh)	Resoluções Homologatórias
In TE	In (tarifa de energia em R\$/MWh)	Resoluções Homologatórias
RTP2	Dummy indicando a vigência do segundo ciclo de revisão tarifária periódica	Resoluções Homologatórias
RTP3	Dummy indicando a vigência do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica	Resoluções Homologatórias
RA2006	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2006	Resoluções Homologatórias
RA2007	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2007	Resoluções Homologatórias
RA2008	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2008	Resoluções Homologatórias
RA2009	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2009	Resoluções Homologatórias
RA2010	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2010	Resoluções Homologatórias
RA2011	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2011	Resoluções Homologatórias
RA2012	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2012	Resoluções Homologatórias
RA2013	Dummy indicando que já ocorreu o reajuste anual referente ao ano de 2013	Resoluções Homologatórias
RE	Dummy indicando que já ocorreu a revisão extraordinária	Resoluções Homologatórias

2.4.1

Instrumento CRTP (Ciclo da Revisão Tarifária Periódica) e RA (Reajuste Anual)

O primeiro instrumento, o CRTP utiliza a data de mudança do Primeiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) para o Segundo Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (2CRTP) e do 2CRTP para o Terceiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (3CRTP). Os procedimentos gerais para o cálculo da revisão

tarifária periódica podem ser alterados de um ciclo para o outro, mas dentro de cada ciclo as regras são as mesmas para todas as distribuidoras.

O segundo instrumento, o RA utiliza a data de mudança da tarifa quando ocorre o Reajuste Anual para os anos de 2005 a 2013.

Tanto as datas dos Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas e sua periodicidade como as datas dos Reajustes Anuais são determinadas nos contratos de concessão, portanto são exógenas. Assim, cada distribuidora tem uma data de aniversário e o período das revisões periódicas previamente definido.

A variação da tarifa, que ocorre tanto no processo de Revisão Periódica como no Reajuste Anual, é diferente para cada distribuidora e determinado pela ANEEL.

A Tabela 6 lista a sigla e o nome das 61 distribuidoras, a região, a data de aniversário das alterações tarifárias, o ano em que passou pelo Segundo Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (2CRTP), o ano em que passou pelo Terceiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (3CRTP) e a periodicidade entre as revisões.

2.4.2

Instrumento TE

O terceiro instrumento, a TE, é a parte da tarifa de fornecimento total que cobre principalmente o custo com a compra de energia (TE ENERGIA), e também os custos de transporte relacionados à Itaipu Binacional (TE TRANSPORTE), as perdas na rede de transmissão (TE PERDAS) e encargos setoriais (TE ENCARGOS SETORIAIS).

Do total do custo com a compra de energia apenas dois gastos não são determinados e invariáveis para um determinado ano para a distribuidora.

O primeiro é o custo do combustível quando as usinas termelétricas são acionadas. Nos custos com a compra de energia (TE ENERGIA) existem dois tipos de contratos firmados entre a distribuidora e a geradora:

1. Contratos por quantidade: são contratos onde o preço é definido *ex-ante* e o risco da entrega dessa energia é atribuída ao gerador.

2. Contratos por disponibilidade: a distribuidora paga mensalmente uma quantidade fixa e paga pelos custos variáveis (combustível) quando a usina for despachada. Esses geradores são tipicamente usinas termelétricas.

A parcela variável dos custos depende do despacho ou não da usina por ordem do ONS, que se baseia no critério de mérito econômico. Esse critério busca, a cada etapa do tempo, atender a demanda de energia fazendo o uso das usinas que apresentam os menores custos de operação.

Uma vez que os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) são celebrados entre 1 e 5 anos de antecedência⁴, os contratos por quantidade e a parte fixa dos contratos por disponibilidade são conhecidos e não sofrem alteração.

A TE ENERGIA é determinada pelos CCEAR e por cotas-partes de determinadas produções de energia. Essas cotas para rateio de compra de energia são compulsórias e determinadas pela ANNEL. Veja Anexo 1 para detalhes.

Desta forma, o custo variável com a compra de energia pela distribuidora ocorre quando devido à falta de chuvas, as usinas termelétricas são despachadas.

⁴ Em 30 de abril de 2014 foi realizado o primeiro leilão com negociação para suprimento no mesmo ano (A-0). O objetivo foi de reduzir a exposição involuntária das distribuidoras. Em 24 de junho de 2013 foi realizado um leilão A-0, mas não houve negociação.

Tabela 6: Características Gerais das Distribuidoras.

Sigla Distribuidora	Região	Data de aniversário	2CRTP	3CRTP	tempo entre revisões (anos)
AES ELETROPAULO	Sudeste	4 de julho	2007	2011	4
AES SUL	Sul	19 de abril	2008	2013	5
ALIANÇA	Sul	14 de agosto	2009	2013	4
AMPLA	Sudeste	15 de março	2009	2014	5
BRAGANTINA (EEB)	Sudeste	10 de maio **	2008	2012	4
CAIUÁ	Sudeste	10 de maio **	2008	2012	4
CEB	Centro-Oeste	26 de agosto	2008	2012	4
CEEE	Sul	25 de outubro	2008	2012	4
CELESC	Sul	7 de agosto	2008	2012	4
CELG	Centro-Oeste	12 de setembro	2009	2013	4
CELPA	Norte	7 de agosto	2007	2011	4
CELPE	Nordeste	29 de abril	2009	2013	4
CELTINS	Norte	4 de julho	2008	2012	4
CEMAR	Nordeste	28 de agosto	2009	2013	4
CEMAT	Centro-Oeste	8 de abril	2008	2013	5
CEMIG	Sudeste	8 de abril	2008	2013	5
CFLO	Sul	29 de junho *	2008	2012	4
CHESP	Centro-Oeste	12 de setembro	2008	2012	4
COCEL	Sul	24 de junho *	2008	2012	4
COELBA	Nordeste	22 de abril	2008	2013	5
COELCE	Nordeste	22 de abril	2007	2011	4
COPEL	Sul	24 de junho	2008	2012	4
COSERN	Nordeste	22 de abril	2008	2013	5
CPFL JAGUARI	Sudeste	3 de fevereiro	2008	2012	4
CPFL LESTE	Sudeste	3 de fevereiro	2008	2012	4
CPFL MOCOCA	Sudeste	3 de fevereiro	2008	2012	4
CPFL PAULISTA	Sudeste	8 de abril	2008	2013	5
CPFL PIRATININGA	Sudeste	23 de outubro	2007	2011	4
CPFL SANTA CRUZ	Sudeste	3 de fevereiro	2008	2012	4
CPFL SUL	Sudeste	3 de fevereiro	2008	2012	4
DEMEI	Sul	29 de junho	2009	2013	4
DMED	Sudeste	28 de outubro *	2008	2011	4
EDP BANDEIRANTE	Sudeste	23 de outubro	2007	2011	4
EDP ESCELSA	Sudeste	7 de agosto	2007 (***)	2013	3
ELEKTRO	Sudeste	27 de agosto	2007	2011	4
ELETOBRAS AC (ELETROACRE)	Norte	30 de novembro	2009	2013	4
ELETOBRAS AL (CEAL)	Nordeste	28 de agosto	2009	2013	4
ELETOBRAS AM (AmE)	Norte	1 de novembro	2009	2013	4
ELETOBRAS PI (CEPISA)	Nordeste	28 de agosto	2009	2013	4
ELETOBRAS RO (CERON)	Norte	30 de novembro	2009	2013	4
ELETOBRAS RR (Boa Vista)	Norte	1 de novembro	2009	2013	4
ELETOCAR	Sul	29 de junho	2009	2013	4
ENERGISA BORBOREMA (CELB/EBO)	Nordeste	4 de fevereiro	2009	2013	4
ENERGISA MG (EMG)	Sudeste	18 de junho	2008	2012	4
ENERGISA NOVA FRIBURGO (ENF)	Sudeste	18 de junho	2008	2012	4
ENERGISA PB (EPB)	Nordeste	28 de agosto	2009	2013	4
ENERGISA SE (ESE)	Nordeste	22 de abril	2008	2013	5
ENERSUL	Centro-Oeste	8 de abril	2008	2013	5
FORCEL	Sul	26 de agosto	2008	2012	4
IGUAÇU (IENERGIA)	Sul	7 de agosto	2008	2012	4
JOÃO CESA (EFLJC)	Sul	14 de agosto *	2008	2012	4
LIGHT	Sudeste	7 de novembro	2008	2013	5
MUXFELDT	Sul	29 de junho	2009	2013	4
NACIONAL (CNEE)	Sudeste	10 de maio **	2008	2012	4
NOVA PALMA - UHENPAL	Sul	19 de abril **	2009	2013	4
PANAMBI (HIDROPAN)	Sul	29 de junho	2009	2013	4
PARANAPANEMA (EEVP/EDEVP)	Sudeste	10 de maio **	2008	2012	4
RGE	Sul	19 de junho *	2008	2013	5
SANTA MARIA (ELFSM)	Sudeste	15 de agosto	2008	2012	4
SULGIPE	Nordeste	14 de dezembro	2008	2012	4
URUSSANGA (EFLUL)	Sul	14 de agosto *	2008	2012	4

(*) data de aniversário alterada depois do segundo ciclo

(**) data de aniversário alterada antes do segundo ciclo e dentro do período em estudo

(***) Revisão Tarifária de 2007 e 2010 dentro do segundo ciclo

O segundo gasto que pode variar dentro de um determinado ano é a parte do encargo de serviços do sistema (ESS) que cobre a conta da geração termelétrica fora da ordem de mérito. Esse encargo é fortemente impactado sempre que há períodos de baixa precipitação de chuvas nas bacias hidrográficas onde estão as usinas hidrelétricas⁵.

Para assegurar o atendimento pleno do mercado e a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento de água dos reservatórios de cada região devem ser mantidos sempre acima de certo valor. Por razões de segurança energética a usina é chamada a gerar a fim de contribuir para a manutenção do nível dos reservatórios das hidrelétricas.

A parte variável da TE é, portanto, determinada por condições climáticas desfavoráveis que afetam os níveis dos reservatórios. A validade deste instrumento depende dele ser não correlacionado com o termo de erro na equação de demanda. Um cenário no qual essa condição pode ser violada é se os níveis de armazenamento de água dos reservatórios são correlacionados com consumo através das condições pluviométricas. O uso do efeito fixo ajuda a defender a validade do instrumento.

O efeito fixo de ano controla para anos mais secos e o efeito fixo de mês controla para a sazonalidade entre os meses do ano para todo o Brasil. Desta forma, o único canal remanescente através do qual os níveis dos reservatórios podem ser correlacionados com o consumo de energia é através da tarifa. Nos testes de robustez, o nível de armazenamento de água é incluído como controle.

2.4.3

Fonte de Variação da Tarifa

Utilizando esse painel de 61 concessionárias e 108 meses é possível estimar a elasticidade preço do consumidor residencial explorando as três fontes de variação da tarifa:

1. Cada distribuidora tem uma data de aniversário determinada no contrato de concessão.

⁵ Além dos ESS por Razão de Segurança Energética, também existe pela prestação de Serviços Ancilares e Custos das Restrições de Operação (quando há alguma restrição operativa, em função de problemas associados à transmissão, que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema).

2. A periodicidade da Revisão Tarifária Periódica é previamente definida no contrato de concessão e varia entre 3 e 5 anos.

3. A variação da tarifa, tanto na Revisão Periódica como no Reajuste Anual, é diferente para cada distribuidora.

A evolução da tarifa em R\$/MWh de janeiro de 2005 a dezembro de 2013 para as quatro concessionárias com maior consumo anual está retratado na Figura 2. As empresas Cemig Distribuição (CEMIG) e a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL PAULISTA) têm a mesma data de aniversário, assim, as alterações da tarifa ocorrem no mesmo mês. O que não ocorre com as empresas Light Serviços de Eletricidade (LIGHT) e Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (AES ELETROPAULO).

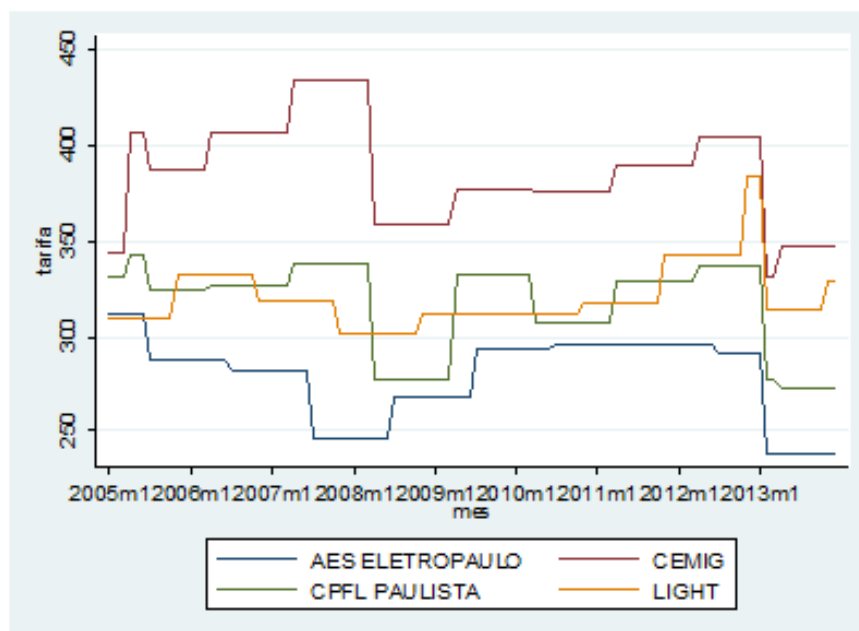


Figura 2: Tarifa em R\$/MWh das 4 maiores Distribuidoras.

Além da data, a magnitude da alteração também muda ao longo do tempo e entre distribuidoras. A variação percentual da tarifa ao longo do tempo para as mesmas quatro concessionárias do serviço de distribuição está representada na Figura 3.

A Figura 4 mostra o número de distribuidoras em cada ano que passaram pela Revisão Periódica do 2CRTP e do 3CRTP. Como a periodicidade entre

revisões pode ser diferente entre as empresas, o número de concessionárias nos anos de cada ciclo se altera.

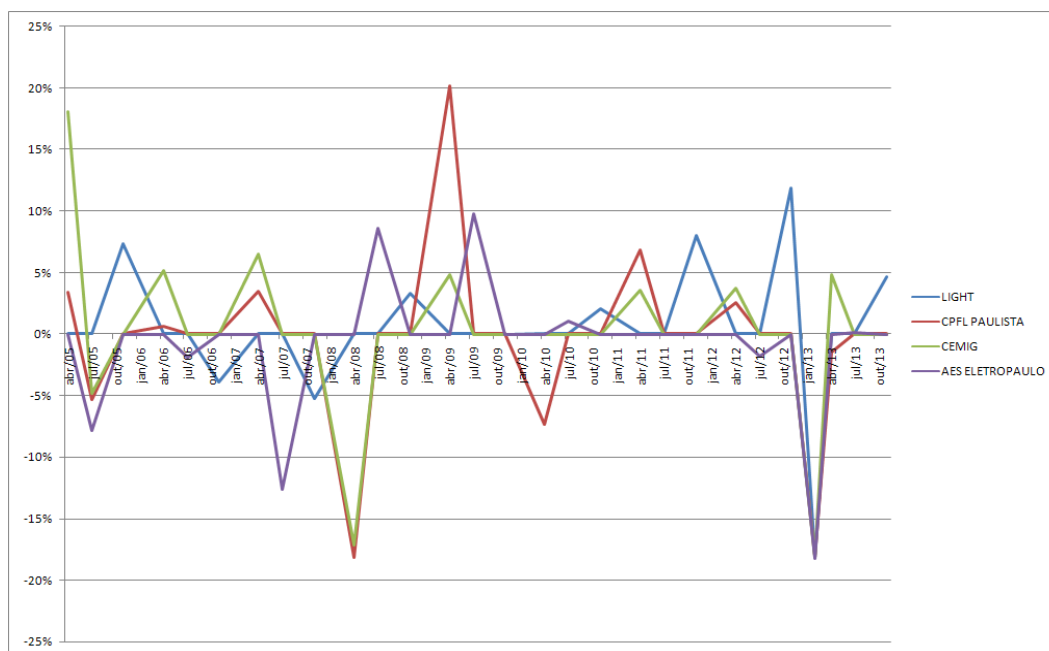


Figura 3: Variação Percentual da Tarifa das 4 Maiores Distribuidoras.

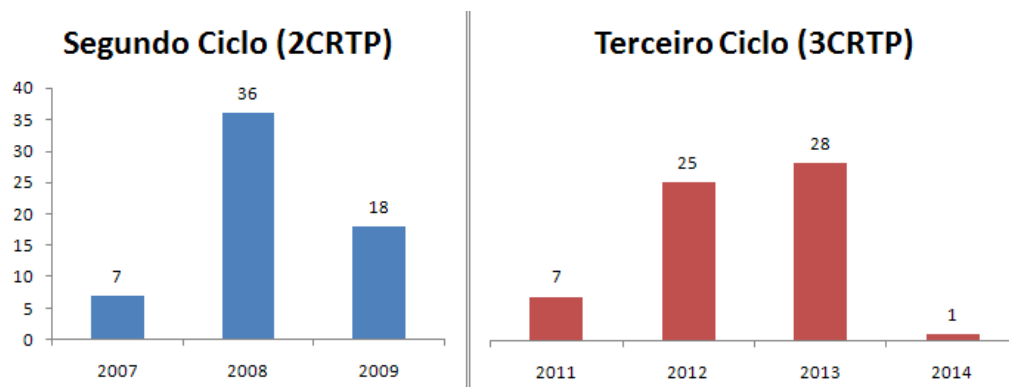


Figura 4: Número de Distribuidoras com Revisão Periódica por Ano.

2.5

Resultados

Nesta seção, apresentamos os resultados das estimações do primeiro e segundo estágio e submetemos estes resultados a alguns testes de robustez.

Também analisamos o efeito da entrada da Bandeira Tarifária caso tivesse ocorrido em 2013.

2.5.1

Resultados Principais

Foram utilizadas três especificações em que os instrumentos adotados diferem. Na primeira é utilizada apenas a data de entrada do Segundo Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (2CRTP) e do Terceiro (3CRTP). Na segunda é acrescentada a data do Reajuste Anual (RA) para todos os anos. Na terceira especificação é utilizado além dos instrumentos 2CRTP e 3CRTP, o logaritmo da tarifa de energia ($\ln TE$).

A Tabela 7 apresenta os coeficientes do primeiro estágio para as três especificações. Os resultados indicam que, para uma dada distribuidora, em média as revisões periódicas reduzem a tarifa de fornecimento desta concessionária. Os coeficientes são negativos e significativos ao nível de significância de 1% nas três especificações.

Na revisão é definido o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição e este valor só é recalculado na revisão seguinte. Assim, as distribuidoras são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes. Na revisão seguinte, os ganhos de eficiência são refletidos em uma redução tarifária.

Já em relação ao instrumento RA, o resultado indica que, para uma dada distribuidora, em média os reajustes anuais aumentam a tarifa de fornecimento desta empresa. Os coeficientes são positivos e significativos ao nível de significância de 5% para todos os anos exceto 2013. Esse resultado reflete o objetivo do Reajuste Tarifário Anual que é manter o poder de compra da receita da concessionária.

Tabela 7: Regressões Primeiro Estágio: Efeito Revisões, Reajustes e da Tarifa de Energia na Tarifa de Fornecimento para o Consumidor Residencial.

Variáveis	(1) Ln Tarifa	(2) Ln Tarifa	(3) Ln Tarifa
2CRTP	-0,120*** (0,0120)	-0,0936*** (0,0119)	-0,108*** (0,0121)
3CRTP	-0,188*** (0,0145)	-0,124*** (0,0143)	-0,179*** (0,0144)
RA2006		0,0183** (0,0090)	
RA2007		0,0351*** (0,0126)	
RA2008		0,0719*** (0,0151)	
RA2009		0,0356*** (0,0117)	
RA2010		0,0319*** (0,0081)	
RA2011		0,0688*** (0,0098)	
RA2012		0,0287** (0,0128)	
RA2013		-0,00674 (0,0200)	
InTE			0,0951*** (0,0261)
Observações	6.588	6.588	6.588
R-quadrado	0,480	0,518	0,515
Efeito fixo mês, ano e distribuidora	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2013. A variável dependente é o logaritmo da tarifa de fornecimento de energia elétrica para a classe residencial. A coluna 1 apresenta os coeficientes OLS para a especificação que utiliza apenas as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); a coluna 2 acrescenta as datas dos Reajustes Anuais (RA); enquanto a coluna 3 adiciona o logaritmo da Tarifa de Energia. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p <0.05, *p<0.1.

O fato de não ser significativo em 2013 pode ser devido à Revisão Extraordinária que ocorreu no início desse ano. A redução da tarifa com essa revisão pode ter anulado o efeito do aumento que ocorre no reajuste anual. Um teste de robustez realizado controla por essa Revisão Extraordinária.

Como esperado, em média, a tarifa de energia afeta positivamente a tarifa total de fornecimento. O coeficiente é significativo ao nível de 1%.

Tendo mostrado que os resultados do primeiro estágio validam a restrição de inclusão dos instrumentos, passamos para o impacto da tarifa no consumo de

energia elétrica. Os coeficientes apresentados na Tabela 8 capturam o efeito de uma alteração na tarifa no consumo por domicílio ao nível da distribuidora⁶.

Tabela 8: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa no Consumo por Domicílio para o Consumidor Residencial.

Variável dependente: Ln Consumo por domicílio				
	(1)	(2)	(3)	(4)
	OLS	IV:CRTP	IV:CRTP e RA	IV:CRTP e TE
Ln Tarifa	-0,110*** (0,0365)	-0,153*** (0,0382)	-0,202*** (0,0338)	-0,127*** (0,0319)
Observações	6.588	6.588	6.588	6.588
R-quadrado	0,213	0,212	0,209	0,213
Efeito fixo mês, ano e distribuidora	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio		642,5	209,7	515,5

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2013. A variável dependente é o logaritmo do consumo residencial por unidade consumidora. A coluna 1 apresenta os coeficientes OLS; as colunas 2, 3 e 4 apresentam os coeficientes 2SLS utilizando como instrumento para a tarifa de fornecimento as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), CRTP e Reajustes Anuais (RA), CRTP e logaritmo da Tarifa de Energia respectivamente. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p <0.05, *p<0.1.

Para fins de comparação, a coluna 1 apresenta os resultados para a regressão OLS com efeitos fixos. A coluna 2 apresenta os resultados para regressão utilizando como instrumento o CRTP, na coluna 3 CRTP e RA são utilizados como instrumentos e na coluna 4, CRTP e TE.

Os resultados mostram que uma tarifa maior irá significativamente reduzir o consumo. A elasticidade preço do consumidor residencial de energia elétrica varia entre -0,127 e -0,202 nas três especificações. Adotando a coluna 2 como a principal especificação, um aumento de 10% na tarifa de fornecimento reduz o consumo em 1,53%.

2.5.2

Testes de Robustez

A estratégia de identificação é baseada no fato de que as concessionárias são comparáveis após incluir os efeitos fixos de mês, ano e distribuidora. Pode-se argumentar que os resultados foram impulsionados por diferenças entre as

⁶ Para todas as regressões foram realizados testes de instrumentos irrelevantes e testes de instrumentos fracos (Kleibergen-Paap). Em todas, a hipótese nula de instrumentos irrelevantes ou fracos foi rejeitada.

concessionárias que fizeram seus clientes adotarem diferentes comportamentos de consumo e que isso não foi adequadamente mitigado pela inclusão dos efeitos fixos. A Tabela 9 apresenta os resultados de quatro diferentes testes de robustez.

O primeiro teste de robustez adiciona o PIB como controle, considerando o PIB mensal do Brasil como uma *proxy* da renda mensal dos consumidores. Esses dados estão disponíveis no site do Banco Central do Brasil. O resultado se mantém praticamente idêntico. Na regressão preferida onde apenas o CRTP é utilizado como instrumento, o coeficiente estimado passa de -0,153 para -0,154 sem alteração de significância.

Os níveis de armazenamento de água dos reservatórios podem afetar o consumo através das condições pluviométricas de forma diferente ao longo do tempo e entre as regiões do Brasil. O segundo teste de robustez inclui a energia armazenada em MWh para cada subsistema como controle. Esta informação está disponível no site do ONS. O coeficiente estimado para a elasticidade preço do consumidor residencial é -0,156 na regressão que inclui a tarifa de energia como instrumento.

O terceiro teste inclui como controle uma *dummy* para a revisão extraordinária ocorrida em 2013 para checar se o resultado está sendo afetado por essa redução média de 19% na tarifa das distribuidoras. A elasticidade estimada é de -0,143 e é estatisticamente significativo ao nível de 1%. Na estimação do primeiro estágio, o coeficiente estimado da variável *dummy* que reflete o reajuste anual de 2013 passa a ser positivo e significativo. Isso mostra que controlando pela revisão extraordinária, o reajuste de 2013 tem o mesmo efeito de aumentar a tarifa que os reajustes dos anos anteriores.

O quarto teste utiliza como variável dependente a tarifa deflacionada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). O resultado também praticamente não sofre alteração. Na regressão preferida o coeficiente estimado passa de -0,153 para -0,151 sem alteração de significância.

A robustez dos resultados suporta as especificações escolhidas, bem como a interpretação desses resultados.

Tabela 9: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa no Consumo por Domicílio.

Variável dependente: Ln Consumo por domicílio												
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
	CRTP	CRTP e RA	CRTP e TE	CRTP	CRTP e RA	CRTP e TE	CRTP	CRTP e RA	CRTP e TE	CRTP	CRTP e RA	CRTP e TE_defl
lnTarifa	-0,154*** (0,0383)	-0,196*** (0,0334)	-0,124*** (0,0319)	-0,143*** (0,0380)	-0,184*** (0,0344)	-0,123*** (0,0323)	-0,147*** (0,0380)	-0,193*** (0,0335)	-0,156*** (0,0328)			
lnTarifa_defl										-0,151*** (0,0376)	-0,201*** (0,0330)	-0,126*** (0,0317)
lnPIB	0,282*** (0,0548)	0,283*** (0,0550)	0,281*** (0,0547)									
Dummy revisão extraordinária fev/2013				-0,0406*** (0,0173)	-0,0495*** (0,0169)	-0,0364** (0,0167)						
lnEnergiaMWmesmedia							0,0843*** (0,0112)	0,0878*** (0,0111)	0,0849*** (0,0113)			
Observações	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588	6.588
R-quadrado	0,215	0,212	0,215	0,213	0,212	0,214	0,22	0,219	0,220	0,212	0,209	0,212
Efeito fixo mês, ano e distribuidora	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	642,2	212,4	514,9	682,4	220,6	545,2	633,6	211,1	502,8	669,2	213,1	533,7

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2013. A variável dependente é o logaritmo do consumo residencial por unidade consumidora. Todas as especificações são estimadas utilizando regressões 2SLS e incluem efeito fixo de mês, ano e distribuidora. As colunas 1, 2 e 3 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa de fornecimento as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), CRTP e Reajustes Anuais (RA), CRTP e logaritmo da Tarifa de Energia respectivamente e incluem como controle o logaritmo do PIB mensal do Brasil; as colunas 4, 5 e 6 incluem a dummy indicando a revisão extraordinária de 2013 como controle; as colunas 7, 8 e 9 incluem o logaritmo da média mensal da energia armazenada em MWmes por subsistema.; e as colunas 10 11 e 12 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa de fornecimento deflacionada as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), CRTP e Reajustes Anuais (RA), CRTP e logaritmo da Tarifa de Energia respectivamente. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p<0.05, *p<0.1.

2.5.3

Aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo as Resoluções Normativas nº 547/13, 593/13 e 626/14 da ANEEL.

O mecanismo de Bandeiras Tarifárias indica ao consumidor o custo de produção da energia consumida a cada mês e promove imediatamente uma correção temporária da tarifa de energia.

A bandeira verde sinaliza condições favoráveis de geração de energia e assim, a tarifa não sofre nenhum acréscimo. Já a bandeira amarela mostra condições de geração menos favoráveis e a tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Finalmente, a bandeira vermelha evidencia condições mais custosas de geração e a tarifa sofre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos. Esses valores estão em vigor desde março de 2015; antes da Resolução Homologatória 1859/2015, os valores eram de R\$ 1,50 para bandeira amarela e R\$ 3,00 para vermelha.

Ao realizar o cálculo das tarifas, a ANEEL presume que a receita assegura às distribuidoras, cobertura adequada para fazer frente à aquisição de energia ao longo do ano tarifário. As variações, para mais ou para menos, são compensadas no processo tarifário subsequente.

Com as bandeiras, o custo que antes era cobrado do consumidor apenas no final do ano tarifário, passará a ter cobrado por mês, fornecendo sinal de preço mais adequado aos consumidores e mais aderente aos custos de geração. Essa sinalização permite ao consumidor gerenciar melhor seu consumo de energia elétrica e reduzir o valor da conta de luz.

Para calcular a alteração nas tarifas, o sistema de bandeiras leva em conta dois indicadores: o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) em cada região do país. O CMO equivale ao preço da unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de demanda de carga no sistema. Na prática, uma elevação desse indicador significa que o custo da geração de energia aumentou. Isso acontece, por exemplo, quando as usinas de gás ou diesel são acionadas para compensar o baixo nível dos reservatórios hidroelétricos.

Já o ESS-SE é decorrente da manutenção da confiança e da estabilidade do SIN. Esse custo de segurança energética vem do pedido de despacho do ONS para realizar a geração fora da ordem de mérito de custo, ou seja, despachar geração mais custosa visando garantir a futura segurança do suprimento energético nacional.

Quando a soma desses indicadores está abaixo de R\$ 200 por MWh, o sistema está com o custo de geração normalizado e deve funcionar com bandeira verde. Se a soma ficar entre R\$ 200 e R\$ 350 por MWh, é acionada a bandeira amarela. Já a bandeira vermelha entra em vigor quando esse custo está acima de R\$ 350 por MWh. Anteriormente à Resolução Normativa nº 593 de 17/12/2013, a bandeira amarela seria acionada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE fosse entre R\$ 100 e R\$ 200 por MWh e a bandeira vermelha quando esse custo estivesse acima de R\$ 200 por MWh.

Nos estados do Amazonas⁷, Amapá e Roraima esse mecanismo não está em vigor, pois ainda não estão plenamente conectados ao SIN. Cada subsistema tem uma sinalização de acordo com as condições específicas de geração na região⁸.

Nós realizamos uma análise contrafactual indagando o que teria ocorrido se 2013, ao invés de ter sido um ano teste, tivesse sido o ano de implementação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. Para esse exercício foi utilizada a elasticidade estimada na especificação que utiliza apenas as datas das revisões tarifárias periódicas (CRTP) como instrumento. As distribuidoras de Roraima e Amazonas não foram incluídas por não participarem deste Sistema em 2013. A Tabela 10 mostra a soma do ESS_SE e CMO em R\$/MWh para os 4 subsistemas a cada mês de 2013.

Na primeira e terceira simulações consideramos os valores atuais de definição de acionamento das bandeiras e na segunda e quarta os valores que estavam em vigor no ano de 2013 (anteriores a REN 593/13). Na primeira e na segunda simulação os valores de acréscimo da tarifa são de R\$15 e R\$30 por MWh (anteriores a março de 2015), enquanto na terceira e quarta são os valores atuais de R\$25 e R\$55 por MWh para bandeira amarela e vermelha,

⁷A partir de 1º de maio de 2015, o estado do Amazonas passou a fazer parte do SIN.

⁸A partir do dia 2 de março é aplicada uma bandeira tarifária única para todo o país

respectivamente. A Tabela 11 mostra o valor em reais por MWh de aumento da tarifa de fornecimento de energia elétrica em cada uma das quatro simulações.

Tabela 10: Soma do CMO e ESS_SE em R\$/MWh para os 4 Subsistemas em 2013.

	SE/CO	S	NE	N
janeiro	364,05	364,05	364,05	364,05
fevereiro	327,86	327,86	311,61	311,61
março	326,56	326,56	326,56	326,56
abril	318,34	318,34	318,34	318,34
maio	300,67	300,67	300,68	300,67
junho	333,82	333,81	333,82	333,82
julho	137,03	86,33	140,67	139,03
agosto	156,20	154,99	156,20	156,20
setembro	248,44	238,25	248,44	248,44
outubro	261,50	176,18	261,50	261,50
novembro	303,52	303,48	303,52	303,52
dezembro	296,31	296,31	296,31	296,31

Nota: Fonte ONS

Tabela 11: Valores em Reais por MWh do Aumento da Tarifa de Energia Elétrica nas 4 Simulações para cada Subsistema e Mês de 2013.

	Simulação 1				Simulação 2				Simulação 3				Simulação 4			
	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N
janeiro	30	30	30	30	30	30	30	30	55	55	55	55	55	55	55	55
fevereiro	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
março	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
abril	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
maio	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
junho	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
julho	0	0	0	0	15	0	15	15	0	0	0	0	25	0	25	25
agosto	0	0	0	0	15	15	15	15	0	0	0	0	25	25	25	25
setembro	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
outubro	15	0	15	15	30	15	30	30	25	0	25	25	55	25	55	55
novembro	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55
dezembro	15	15	15	15	30	30	30	30	25	25	25	25	55	55	55	55

A Tabela 12 mostra o resultado das quatro simulações, em que se pode ver a tarifa de fornecimento mensal média das 59 distribuidoras antes e depois da aplicação das bandeiras em R\$/MWh e a redução total estimada do consumo em MWh no ano de 2013.

A redução do consumo representa uma economia entre 235 e 863 milhões de reais, dependendo do cenário, na conta de luz do consumidor residencial em

2013. Considerando a segunda e última simulação, onde a bandeira vermelha teria predominado em 2013, a redução total do consumo no Brasil representa o consumo de 2013 de todo o estado do Maranhão e dos estados de Rondônia e Mato Grosso somados, respectivamente.

Para a primeira e terceira simulação, onde a bandeira amarela predomina em 2013, a economia seria maior que consumo total de 2013 para o estado do Tocantins e igual ao estado do Rio Grande do Norte, respectivamente.

Tabela 12: Tarifa Média (R\$/MWh) das Distribuidoras em 2013, Tarifa Média com Aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias e Redução Estimada do Consumo Total no Ano 2013 para cada Simulação.

	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4
Tarifa média R\$/MWh	314,12	314,12	314,12	314,12
Tarifa média com aplicação da bandeira R\$/MWh	327,51	340,90	336,85	362,80
Aumento médio da tarifa	4%	9%	7%	15%
Redução total do consumo MWh em 2013	748.327	1.511.169	1.267.833	2.747.435
Economia em R\$	235.065.814	474.691.057	398.254.127	863.029.263

2.6

Conclusão

Neste estudo nós examinamos a demanda por eletricidade dos consumidores residenciais no Brasil utilizando uma base de dados agregada ao nível da distribuidora para 61 concessionárias por 108 meses de 2005 a 2013.

Este artigo introduz uma nova estratégia empírica para estimar a elasticidade preço do consumidor residencial de energia elétrica utilizando como instrumentos para a tarifa de fornecimento de energia elétrica, as datas em que ocorrem os reajustes e as revisões tarifárias e o custo de geração de energia.

Um aumento de 10% na tarifa de eletricidade reduz o consumo residencial em 1,53%. Essa informação é importante para a elaboração de políticas públicas, para a regulação do mercado de energia elétrica e para o planejamento de expansão do sistema. E vai contra a hipótese, presente no mecanismo regulatório de definição da estrutura tarifária, de que a demanda por energia elétrica tem elasticidade preço nula.

O resultado encontrado indica que políticas baseadas em preços podem efetivamente desencorajar o consumo residencial de eletricidade, reduzindo a necessidade de expansão da capacidade de geração e os problemas ambientais.

Nós realizamos simulações para o mecanismo de Bandeiras Tarifárias no ano de 2013 e a redução média do consumo residencial encontrada variou de 0,7% a 2,6% do consumo total. Aumentar a tarifa sinalizando ao consumidor condições desfavoráveis de geração de energia leva a uma redução no consumo que faz com que menos usinas termelétricas tenham que ser acionadas para compensar o baixo nível dos reservatórios.

3

Elasticidade Preço da Demanda Industrial de Energia Elétrica no Brasil

3.1

Introdução

Esse artigo estima a elasticidade preço do consumidor industrial de energia elétrica no Brasil. Em relação aos consumidores residenciais, dois novos fatores se apresentam. O primeiro é que a conta de energia do consumidor industrial tem além do consumo mensal, a potência máxima demandada.

Nós construímos um modelo com objetivo de entender como o consumidor industrial escolhe as quantidades de energia e o pico de potência dado o tipo de tarifação com que se defronta. O modelo resolve o problema de maximização da utilidade gerada pelo uso da energia elétrica descontada o custo faturado pela distribuidora em função do consumo mensal e da potência máxima contratada e verificada.

O consumidor paga mensalmente pela potência máxima contratada determinada no contrato de fornecimento com a distribuidora. Se o pico de potência de uma indústria em determinado mês for menor que o valor contratado, essa indústria acaba arcando com um custo maior que o necessário. E se for maior, ela é cobrada pela ultrapassagem ao triplo da tarifa regulada. A mudança na alteração da quantidade contratual pode demorar até seis meses. O objetivo é, portanto, manter a potência máxima demandada no mês o mais próximo do montante contratado. E de acordo com o modelo, a solução ótima é ultrapassar esse valor em quatro meses do ano independente da tarifa.

Outro resultado do modelo é que o consumidor não toma a decisão de consumo de energia e potência de forma separada como dois bens com demandas independentes. As demandas por carga e capacidade dependem negativamente do preço médio.

Neste artigo apresentamos uma análise empírica da demanda industrial de energia elétrica com que as distribuidoras se defrontam. Os dados são mensais e

agregados ao nível da distribuidora para 61 concessionárias de 2005 a 2014. A tarifa utilizada para estimar o efeito do preço no consumo industrial de eletricidade é a tarifa média, a soma da receita com energia e potência dividida pelo consumo total.

As datas das Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP) e as datas dos Reajustes Tarifários Anuais (RA) são os instrumentos para tarifa de fornecimento. São nessas datas que as tarifas são reajustadas e tanto as datas das revisões e dos reajustes anuais são determinadas previamente nos contratos de concessão. A heterogeneidade das distribuidoras em relação à data, à periodicidade da revisão e ao valor da alteração da tarifa é a fonte de variação nos dados que possibilita essa estimativa. Os resultados sugerem uma elasticidade preço entre -0,833 e -0,621.

O segundo fator que diferencia a classe industrial da residencial é que para alguns consumidores industriais existe a opção de operar no mercado livre, onde há a liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento.

No mercado de energia no Brasil existem dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL)⁹, do qual participam geradores, comercializadores e consumidores livres. No ACR o regulador compra a totalidade da demanda das distribuidoras de energia elétrica por meio de leilões. No ACL consumidores não regulados atendem a sua própria demanda, há a livre negociação entre os agentes¹⁰.

Alguns consumidores industriais só podem comprar sua energia da companhia de distribuição. Já os que atendem aos requisitos estabelecidos na legislação e assim, são potencialmente livres, podem escolher entre o mercado cativo e o livre. De forma simplificada, a opção de atuar no mercado livre está relacionada ao tamanho do consumidor em relação à máxima potência demandada. Os consumidores potencialmente livres, em sua maioria, são atendidos no nível de alta tensão.

Ao estimar a elasticidade separando as unidades consumidoras em três grupos, encontramos que a elasticidade dos consumidores atendidos em alta

⁹ Mercado livre.

¹⁰ Não foi realizado trabalho empírico para o ACL devido à ausência de dados.

tensão é de -1,305, em média tensão de -0,7 e em baixa de -0,257. Esse resultado sugere que a opção de poder migrar para o mercado livre torna a demanda do consumidor industrial mais sensível ao preço médio de fornecimento de energia elétrica.

Após essa introdução, a primeira seção apresenta as características regulatórias do setor elétrico brasileiro. A segunda seção apresenta um modelo de otimização do consumidor de energia no Brasil. A terceira seção descreve os dados e as estatísticas descritivas enquanto a quarta seção aborda a estratégia de identificação utilizada. A quinta seção apresenta os resultados encontrados e alguns testes de robustez e finalmente, a sexta conclui.

3.2

Regulação do Setor Elétrico Brasileiro

Essa seção descreve aspectos da regulação do Setor Elétrico Brasileiro que são importantes para a análise da demanda do consumidor industrial. O primeiro é o método de classificação dos consumidores e as diferenças das tarifas aplicadas a cada classe. Outro ponto é a divisão do setor entre o mercado regulado e o livre e o funcionamento de cada um. O último aspecto é a possibilidade de uma cobrança adicional na conta de energia caso a potência máxima demandada pelo consumidor ultrapasse a contratada com a distribuidora.

3.2.1

Classificação dos Consumidores

No mercado de distribuição de energia elétrica os consumidores são separados em diferentes classes de acordo com o nível de tensão que são atendidos e com a atividade que exercem.

Os usuários classificados no Grupo A são unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kW ou atendidas pelo sistema subterrâneo. O faturamento é baseado na aplicação de uma tarifa binômica que apresenta uma parcela referente à componente de energia consumida (R\$/kWh) e outra referente à potência máxima demandada (pico) (R\$/kW). A tarifa para o

consumidor é, portanto composta por duas partes, uma fixa por kW e uma parte variável, por kWh consumido.

A potência é firmada através de um contrato de fornecimento de energia elétrica, constituindo-se em compromisso do cliente quanto à máxima exigência do Sistema Elétrico pela sua unidade consumidora. Os sistemas elétricos são dimensionados para atender à máxima potência que os consumidores, de forma agregada, poderão demandar.

O Grupo A é dividido nos seguintes subgrupos:

Tabela 13: Subgrupos do Grupo A.

SUBGRUPO	NÍVEL DE FORNECIMENTO
A1	Igual ou superior a 230 kV (alta tensão)
A2	88 kV a 138 kV (alta tensão)
A3	69 kV (alta tensão)
A3a	30 kV a 44 kV (média tensão)
A4	2,3 kV a 25 kV (média tensão)
AS	Sistema subterrâneo

Os consumidores que atuam no mercado cativo compram a energia elétrica da distribuidora que tem a concessão na sua área de atuação. Os consumidores livres escolhem seu fornecedor de energia elétrica no mercado livre. O consumidor para decidir operar no Ambiente de Contratação Livre (ACL) deve atender algumas exigências regulatórias. Quando isso ocorre, ele é denominado potencialmente livre.

Os consumidores potencialmente livres são as unidades consumidoras com demanda maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 07 de julho de 1995 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão.

Há ainda os consumidores potencialmente livres especiais, que podem comprar energia de empreendimentos de fontes alternativas (PCH, eólica,

biomassa ou solar), desde que tenham uma demanda entre 500 kW e 3.000 kW conectados à rede em qualquer tensão¹¹.

Os usuários classificados no Grupo B são unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV. A tarifa monômnia apresenta apenas parcela referente à componente de energia consumida ao longo de um período de tempo (R\$/kWh). O Grupo B é subdividido nos seguintes subgrupos:

Tabela 14: Subgrupos do Grupo B.

SUBGRUPO	ATIVIDADE DO CONSUMIDOR
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

O subgrupo B3 atende aos consumidores que exercem as seguintes atividades: industrial, comercial, poder público, serviço público e consumo próprio.

3.2.2

Mercado Regulado

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o regulador compra a totalidade da demanda das distribuidoras de energia elétrica por meio de leilões. A contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados¹² celebrados entre os agentes de geração e as distribuidoras.

O valor da tarifa cobrada dos consumidores pela concessionária de distribuição é regulado pela ANEEL e pode ser atualizado por meio de três mecanismos: Reajuste Tarifário Anual – RA, Revisão Tarifária Periódica – CRTP e Revisão Tarifária Extraordinária – RE.

¹¹ O governo permite a aplicação do desconto na tarifa de transporte da energia, que compensa o preço de mercado geralmente mais alto para esse tipo de matriz.

¹² Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

A Revisão Tarifária Periódica é um processo de revisão dos valores das tarifas, estabelecido no Contrato de Concessão, que ocorre geralmente a cada quatro anos, variando por concessionária. Na revisão é feita uma análise de toda a estrutura tarifária da empresa para identificar possibilidades de absorção de ganhos de eficiências para o consumidor e, ao mesmo tempo, verificar se as condições econômicas e financeiras estão adequadas à concessionária de distribuição.

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária no período entre as revisões tarifárias. Ocorre anualmente na data de aniversário do contrato de cada distribuidora, com exceção do ano da Revisão Periódica. O valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição, determinado na revisão, é corrigido pelo IGP-M¹³ reduzido do Fator X¹⁴. Além disso, são recalculados os custos com a compra de energia e os encargos. Assim, as concessionárias são incentivadas a reduzir seus custos e se tornarem mais eficientes.

A tarifa é a soma da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia (TE). Esta última recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e é definida em R\$/kWh.

A atividade de distribuição, assim como ocorre com a transmissão, é caracterizada pela atividade econômica do transporte da energia. Os custos totais de uma distribuidora, compostos pelas parcelas de capital e operação, são ocasionados pela potência máxima agregada atendida pela distribuidora.

Assim, a atividade de distribuição de energia não possui custos diretamente relacionados ao consumo de energia, mas sim à capacidade colocada à disposição dos consumidores (disponibilidade de potência).

Como a tarifa binômica apresenta uma parcela referente à componente de energia consumida (R\$/kWh) e outra referente à potência máxima (R\$/kW), há uma infinidade de formas de alocar os custos de capacidade e operação entre as variáveis. Uma possibilidade seria alocar os custos pela compra de energia na parcela referente à energia consumida e os custos de uso do sistema de transporte na de potência máxima. Porém, essa cobrança dos custos de capacidade em um

¹³ IGMP- Índice Geral de Preços do Mercado.

¹⁴ O objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição, e repassá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste.

valor fixo mensal, independente do consumo de energia, pode excluir os clientes de menor consumo.

A cobrança dos custos de capacidade pode ser feita através do faturamento do consumo da energia (R\$/kWh), como ocorre para os consumidores de baixa tensão, ou que a TUSD tenha uma parcela em R\$/kW e outra em R\$/kWh, como ocorre com o grupo A.

Existem duas modalidades de fornecimento para o grupo A: a convencional e a horo-sazonal. A modalidade tarifária convencional é aplicada sem distinção horária, é constituída por uma tarifa única para a potência (R\$/kW) e uma tarifa única para o consumo de energia (R\$/kWh).

A modalidade horo-sazonal é aplicada com tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia que são divididas entre o horário de ponta e o fora de ponta. A Tarifa Horo-sazonal Azul tem tarifas diferenciadas tanto para o consumo de energia elétrica como para potência demandada. Já a Tarifa Horo-sazonal Verde apenas para o consumo. Nos anexos 2 e 3 essas modalidades são explicadas em maiores detalhes.

O contrato de fornecimento deve ser celebrado entre a distribuidora e o consumidor do grupo A. Dentre outras informações esse contrato tem que ter a modalidade tarifária, a demanda contratada única e quando cabível, por posto tarifário, o posto tarifário ponta e fora de ponta, condições de acréscimo e redução da demanda contratada, condições de aplicação das cobranças por ultrapassagem.

A demanda contratada é um dos itens mais importantes do contrato de fornecimento. Se dimensionada acima da necessidade, certamente onerará desnecessariamente a conta de energia da unidade consumidora, e se dimensionada abaixo, poderá resultar na aplicação da tarifa de ultrapassagem da mesma conta, caso esta ultrapassagem exceda a tolerância permitida pela legislação. O montante mínimo de potência a ser contratado em pelo menos um dos postos é de 30 kW.

A distribuidora deve atender às solicitações de aumento da potência observado o prazo máximo de trinta dias e de redução com antecedência mínima de cento e oitenta dias de sua aplicação, não sendo permitida mais de uma redução em um período de doze meses.

3.2.3

Mercado Livre

Nos contratos bilaterais do mercado livre, um conjunto de variáveis é escolhido como prazo contratual, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços associados à comercialização. Apenas a tarifa pelo acesso e uso do sistema de transporte é regulada pela ANEEL e os valores são equivalentes aos que são pagos pelos consumidores no mercado cativo. As distribuidoras são responsáveis pelo serviço de distribuição de energia a todos os consumidores que estão na sua área de concessão.

Todos os contratos do mercado livre e cativo são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com garantia de que estão lastreados em energia elétrica que de fato está sendo produzida. A CCEE faz toda a liquidação das diferenças do mercado energia, necessária porque nem todo agente consome ou produz exatamente o que planejou. O balizador destas negociações é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que tem como base o custo marginal de operação do sistema.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit¹⁵, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho ótimo para determinado período, definindo a geração hidráulica e a térmica.

O PLD, mesmo sendo altamente volátil, serve como medida para os preços de energia no mercado livre, por dar uma indicação de tendência de oferta de energia.

O consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido. A não comprovação, além da exposição ao

¹⁵ Perda de produção dada uma falha no fornecimento de energia elétrica.

pagamento do PLD, implica no pagamento de penalidades para falta de lastro de contratos de energia e potência. O valor de sua energia é resultante de sua opção individual de compra, que poderá incluir contratos de diferentes prazos e maior ou menor exposição ao preço de curto prazo.

No mercado cativo, o consumidor absorve incertezas do planejamento centralizado do governo. As distribuidoras não possuem qualquer poder de gestão na composição dos preços praticados nos leilões. Ou seja, o consumidor está exposto a riscos e não tem como gerenciá-los.

Já no mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação. Assim, o consumidor toma para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados.

A decisão de migrar para o mercado livre é individual e é baseada em fatores como a compatibilidade do perfil de consumo com as tarifas do mercado cativo, a capacidade de reduzir ou ampliar consumo e de implementar projetos de eficiência. O consumidor manifesta sua intenção de migrar para o mercado livre com um aviso prévio de cento e oitenta dias ao termo final do contrato de fornecimento com a distribuidora.

3.2.4

Cobrança pela Ultrapassagem da Potência Contratada

De acordo com a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, quando os montantes de potência medida exceder em mais de 5% os valores contratados entre distribuidora e consumidor, a cobrança pela ultrapassagem é adicionada ao faturamento regular conforme a seguinte equação:

$$Ultrapassagem = [PM - PC] \times 2 \times T_p$$

Onde *Ultrapassagem* é o valor em R\$ referente à parcela da potência medida que excede o valor contratado, *PM* é a potência medida em kW, *PC* é a potência contratada em kW e *T_p* é a tarifa de potência em R\$/kW.

O valor da fatura mensal em relação à potência é o maior valor entre a potência máxima registrada e a contratada, multiplicado pela tarifa regulada mais a diferença entre o medido e o contratado, se houver, multiplicado pelo dobro da tarifa.

Esse método de cobrança é exatamente igual caso o cálculo fosse o valor da potência contratada multiplicado pela tarifa regulada mais a diferença entre o medido e o contratado, se houver, multiplicado pelo triplo da tarifa.

Ao mesmo tempo em que o consumidor industrial quer evitar o pagamento da ultrapassagem mantendo a potência registrada dentro da faixa de tolerância de uso, também quer evitar o desperdício de pagar pela disponibilização de uma potência não completamente utilizada.

O consumidor industrial escolhe a potência contratada conforme sua totalidade de equipamentos. Se este consumidor desejar reduzir essa potência contratada, ele precisa aguardar seis meses entre a solicitação e a alteração do contrato. E se depois quiser aumentar a potência contratada para o patamar anterior pode não ser atendido pela distribuidora no curto prazo.

Existe uma capacidade máxima em cada sistema de distribuição em determinado instante do tempo. No momento em que outro cliente contratar aquela potência descontratada, o consumidor pode não conseguir recontratar tal montante novamente. E para fazê-lo só é possível através da expansão do sistema.

Desta forma, com uma redução temporária da produção, o consumidor industrial tem menor incentivo em reduzir a potência contratada. Além de precisar requerer com seis meses de antecedência, ele pode não conseguir aumentar o valor do contrato quando a produção voltar ao patamar de origem sem arcar com um custo adicional.

Por outro lado, se o consumidor industrial tiver necessidade de adquirir novos equipamentos para atender a um aumento na demanda pelos seus produtos, ele pode fazer isso mesmo antes de conseguir aumentar a potência contratada. Nesse caso, terá que arcar com o custo da ultrapassagem.

3.3

Modelo

Para calcular a elasticidade preço da demanda dos consumidores industriais que compram sua energia da distribuidora, é necessário primeiro investigar como o consumidor escolhe as quantidades de energia e o pico de potência dado o tipo de tarifação com que se defronta. O objetivo do modelo

desenvolvido nesta seção é determinar como os valores ótimos da potência máxima contratada e do consumo de energia são definidos.

Os consumidores otimizam o uso de energia elétrica de modo a maximizar seu benefício líquido individual. O benefício líquido é a utilidade gerada pelo consumo descontada o custo faturado pela distribuidora. Esse custo é determinado em função do consumo mensal de energia em kWh, da potência máxima contratada em kW e da ultrapassagem desta potência caso ocorra.

Considere N consumidores que estão localizados na área de concessão de determinada distribuidora e assim são atendidos por esta única concessionária. Essa distribuidora oferece eletricidade para os N consumidores a um preço mensal fixo regulado. Consideramos um modelo em tempo discreto com horizonte de um ano em que cada mês é dividido em T períodos de uma hora, indexado por $t \in \mathcal{T} := \{1, 2, \dots, T\}$ e o mês é indexado por $m \in \mathcal{M} := \{1, 2, \dots, 12\}$.

Cada um dos N consumidores i demanda no mês m uma potência $q_{i,m}(t)$ em kW no período $t \in T$. Denota-se $q_{i,m}$ o vetor $(q_{i,m}(t), t \in T)$ de potências durante todo o mês m . O vetor de potências para todos os meses de determinado ano para o consumidor i é $q_i := (q_{i,m}, m \in \mathcal{M})$.

A função de utilidade quantifica o benefício do consumidor i quando ele consome $q_{i,m}(t)$ em cada período $t \in T$ para cada mês do ano. A potência máxima contratada para todo o período é c_i em kW e não varia com t . O fato de não mudar dentro do ano representa o custo de se ajustar o valor contratual dentro do seu período de vigência.

O preço mensal da potência contratada é π em R\$/kW e p é o preço da energia consumida em R\$/kWh. Dados os preços p e π , cada consumidor i maximiza a sua utilidade gerada pela potência consumida escolhendo a potência contratada para o ano e a quantidade consumida a cada período, ou seja, $(q_i, c_i) := (q_{i,m}(t), c_i, \forall t, \forall m)$. O período de um ano do contrato de fornecimento entre o cliente e a distribuidora que estabelece a potência máxima coincide com o ano tarifário em que π e p não sofrem alterações.

A potência máxima registrada em determinado mês em kW é denominado por $y_{i,m}$ onde $y_{i,m} = \text{Max}\{q_{i,m}(t)\}$. Já o consumo de energia em kWh para cada mês é representado por $z_{i,m}$ onde $z_{i,m} = \sum_t (q_{i,m}(t) \times 1h)$, ou seja, o valor acumulado de potência consumida em cada intervalo de uma hora no mês m .

Além do valor pago pelo consumo mensal e pela potência contratada, caso a potência máxima demandada no mês seja maior que o montante contratado, existe a cobrança desta diferença pelo triplo do preço π .

Abaixo a função objetivo que cada consumidor i resolve:

$$\max_{q_i, c_i} \left[U \left(\sum_{m=1}^{12} q_{i,m} \right) - p \sum_{m=1}^{12} z_{i,m} - 12 \pi c_i - 3 \pi \sum_{m=1}^{12} [(y_{i,m} - c_i) I(y_{i,m} > c_i)] \right]$$

onde $I(y_{i,m} > c_i) = 1$ se $y_{i,m} > c_i$ e $I(y_{i,m} > c_i) = 0$ se $y_{i,m} \leq c_i$

As condições de primeira ordem geram os seguintes resultados:

$$(1) U'_i(q_{i,m}) - p.T - 3 \pi I(y_{i,m} > c_i) = 0 \quad \forall m \text{ e } \forall i$$

$$(2) -12 \pi + 3 \pi \sum_{m=1}^{12} I(y_{i,m} > c_i) = 0 \quad \forall i$$

$$\# (y_{i,m} > c_i) = 4 \quad \forall i$$

Pela segunda igualdade, podemos verificar que o número de meses no ano em que a potência máxima medida ultrapassa o valor contratado é igual a quatro, ou seja, em 1/3 dos meses do ano. A solução ótima tem como resultado o consumidor ultrapassar o pico da potência contratada em quatro meses do ano independente das tarifas de energia e máxima potência.

No caso particular em que a utilidade seja:

$$U(\sum_{m=1}^{12} q_{i,m}) = \sum_{m=1}^{12} \frac{-\gamma}{2} (q_{i,m} - (q_i^* + h_{i,m}))^2, \text{ cada consumidor } i \text{ tem}$$

um valor q^* de capacidade que é um valor fixo para a indústria atender seu processo produtivo. Esse valor é somado ao vetor $h_{i,m} (h_{i,m}(t), t \in T)$ que varia de acordo com o período e é conhecido pelo consumidor. Ele representa as variações em relação à q^* que a indústria necessita para sua produção e sua média no ano é zero.

A utilidade do consumidor aumenta quanto mais próxima à potência registrada a cada período do tempo ($q_{i,m}$) em relação à soma de q_i^* e $h_{i,m}$. Ou seja, quanto mais próxima a potência verificada da necessidade para a produção industrial a cada período.

Os resultados das condições de primeira ordem são:

$$(1) -\gamma(q_{i,m} - q_i^* - h_{i,m}) - p \cdot T - 3 \pi I(y_{i,m} > c_i) = 0 \quad \forall m \text{ e } \forall i$$

$$(2) \#(y_{i,m} > c_i) = 4 \quad \forall i$$

Resolvendo a primeira igualdade para os dois casos possíveis:

$$A. y_{i,m} \leq c_i \therefore q_{i,m} = q_i^* + h_{i,m} - \frac{1}{\gamma} p \cdot T \quad \forall m \text{ e } \forall i$$

$$B. y_{i,m} > c_i \therefore q_{i,m} = q_i^* + h_{i,m} - \frac{1}{\gamma} (p \cdot T + 3 \pi) \quad \forall m \text{ e } \forall i$$

De acordo com a segunda igualdade (2), o número de vezes no ano em que a potência máxima do mês será menor ou igual ao valor contratado é oito, $\#(\text{Max}(q_{i,m}(t)) \leq c_i) = 8$. Desta forma, em 8/12 do tempo a equação (A) estará valendo. O valor médio de q_i está calculado abaixo:

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} q_{i,m} = q_i^* + \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} h_{i,m} - \frac{1}{\gamma} \frac{8}{12} p \cdot T - \frac{1}{\gamma} \frac{4}{12} (p \cdot T + 3 \pi) \quad \forall i \rightarrow$$

$$\frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} q_{i,m} = q_i^* - \frac{1}{\gamma} (p \cdot T + \pi) \quad \forall i$$

O vetor de potências no mês m depende positivamente do valor q_i^* de capacidade que a indústria precisa para fazer frente ao seu processo produtivo e negativamente da média dos preços da potência máxima e do consumo.

O resultado do valor da potência contratada para o ano, que também depende negativamente dos preços, é:

$$c_i = q_i^* - \frac{1}{\gamma} (p \cdot T + \pi) + \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} (\text{Max}(h_{i,m}(t)))$$

O consumidor não toma a decisão de consumo e potência de forma separada como dois bens independentes. De acordo com o modelo, a potência máxima contratada e o consumo de energia, que é o valor acumulado de potência consumida no mês, dependem negativamente da tarifa média total.

3.4

Dados e Estatísticas Descritivas

3.4.1

Dados

A análise empírica é baseada em uma base de dados mensal ao nível da distribuidora de janeiro de 2005 a dezembro de 2014 para 61 concessionárias. Apenas a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e a Companhia Energética de Roraima (CERR) não estão incluídas neste trabalho por não terem contrato de concessão assinado. Elas conjuntamente representam apenas 0,07% do consumo industrial de 2014 no mercado cativo.

Os dados mensais foram fornecidos pela ANEEL. A base é detalhada por nível de tensão e por atividade para cada distribuidora para os 120 meses. Esses dados são o consumo em MWh, a potência máxima faturada em kW e a receita em reais, decomposta entre a receita proveniente do consumo de energia e a receita da potência. As tarifas médias são calculadas dividindo a receita total pelo consumo.

As datas dos Reajustes Anuais e das Revisões Tarifárias são encontradas nos contratos de concessão de cada uma das 61 distribuidoras e nas Resoluções Homologatórias para cada alteração tarifária de cada concessionária.

Neste período ocorreu apenas uma Revisão Tarifária Extraordinária. Em 24 de janeiro de 2013, as tarifas da classe industrial tiveram uma redução de até 32% e a redução média para os consumidores atendidos em cada nível de tensão encontra-se na Tabela 15. A redução é resultado da Lei nº 12.783/2013. Esta redução das tarifas foi possível como resultado de três medidas: desoneração de alguns encargos setoriais, renovação das concessões de transmissão e geração e da retirada de subsídios da estrutura tarifária.

Tabela 15: Impacto Tarifário com a RTE de 2013 por nível de tensão.

Nível de Tensão	Redução média
A1	28,0%
A2	24,8%
A3	21,4%
A3a	20,0%
A4	19,4%
AS	19,6%
BT	16,2%
Efeito Médio	20,2%

A Lei 12.783 alocou exclusivamente a energia das concessões renovadas no ambiente regulado. Antes, estas geradoras podiam migrar entre os dois ambientes de contratação de energia, regulado e livre, em busca de melhores condições de preços. Depois da renovação, estas empresas de geração de energia são remuneradas por uma tarifa definida pela ANEEL. Assim, não existe competição entre estes agentes, nem por meio de leilões, nem por meio de venda de energia a preços definidos livremente¹⁶.

3.4.2

Estatísticas Descritivas

Do consumo total industrial, 36% estão alocados no mercado cativo e 64% no mercado livre. Como essa classe de consumidor tem maior possibilidade de operar no mercado livre, espera-se que a elasticidade preço do consumidor industrial no mercado cativo seja maior (em módulo) do que dos outros tipos de consumidores como residencial e comercial.

Como os dados disponíveis são apenas para o mercado cativo de energia elétrica, a informação detalhada por nível de tensão de atendimento é apenas para esse segmento. A Tabela 16 mostra a participação no mercado cativo para o ano de 2014 por subgrupos de consumidores. O subgrupo A4 tem uma participação de 29% no total, onde 45% dos consumidores deste subgrupo são consumidores industriais, 35% consumidores comerciais e 20% outras classes. O subgrupo B1

¹⁶A alocação exclusiva no mercado regulado da energia advinda dos empreendimentos com concessões renovadas gerou fortes impactos no mercado livre, que teve sua oferta de energia elétrica reduzida.

residencial é responsável por um terço do mercado cativo e o subgrupo B3 tem uma participação de 17%, onde a maioria dos consumidores é comercial (quase 80%).

O consumo industrial no mercado cativo está alocado principalmente no subgrupo A4, mais de 70%. Os outros 30% estão divididos entre os subgrupos A1, A2, A3, A3a, AS e B3. Normalmente, quanto maior o consumo, maior o nível de tensão. Deste modo, a maioria dos consumidores industriais atendidos nos níveis de alta tensão (A1, A2 e A3) optam por operar no mercado livre.

Tabela 16: Participação por Subgrupo de Consumidores no Consumo Total do Mercado Cativo em 2014¹⁷.

Subgrupo	Participação no Consumo Cativo Total em 2014
A1	0%
A2	2%
A3	2%
A3a	2%
A4	29%
AS	0%
Grupo A	35%
B1	33%
B1- Baixa Renda	6%
B2	4%
B3	17%
B4	4%
Grupo B	65%

A Tabela 17 apresenta por ano as médias mensais e os desvios padrão das variáveis utilizadas na análise empírica. Desde 2010 o consumo industrial no mercado cativo caiu a uma taxa média de 5% ao ano e em 2014 ele se estabilizou. A potência máxima tem uma variação média anual de aproximadamente zero. A tarifa média de fornecimento apresenta redução no ano de 2013 devido a Revisão Extraordinária ocorrida no início do ano. Existe uma variação substancial das tarifas entre as distribuidoras.

¹⁷ A descrição dos subgrupos encontra-se na Tabela 13 e Tabela 14.

Tabela 17: Estatísticas Descritivas por Ano.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Consumo MWh	97.278 (153.386)	86.754 (135.610)	87.621 (135.145)	96.000 (145.689)	93.307 (140.771)	96.330 (142.875)	93.306 (139.416)	87.084 (131.266)	83.201 (123.125)	83.486 (122.995)
Potência kW	349.463 (571.536)	316.563 (547.299)	308.908 (539.507)	343.079 (588.573)	371.782 (642.907)	360.495 (622.923)	343.870 (542.251)	327.439 (481.136)	321.480 (465.251)	337.004 (484.259)
Tarifa Média Total R\$/kW	195,58 (33,07)	214,33 (34,98)	222,48 (36,70)	221,63 (36,55)	235,48 (40,14)	236,65 (35,23)	253,21 (37,72)	265,45 (37,99)	230,10 (35,51)	251,68 (39,94)

Nota: A tabela reporta por ano as médias mensais e desvios padrão (em parênteses) ao nível da distribuidora para as variáveis utilizadas na análise empírica.

A Tabela 18 apresenta as estatísticas descritivas para todas as 61 companhias de distribuição por nível de tensão de atendimento do consumidor industrial. Além das informações para os subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e baixa tensão separadamente e conjuntamente (coluna total), a tabela também reporta alta e média tensão. Alta tensão é o nível de fornecimento igual ou superior a 69 kV, ou seja, A1, A2 e A3. Média é a tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV, ou seja, A3a e A4. O subgrupo AS também foi incluído no grupo média tensão, estas são unidades consumidoras atendidas a partir de um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária com tarifa binômica. A participação deste grupo no consumo industrial total é inexpressiva.

As indústrias de pequeno porte são atendidas no subgrupo B3 do Grupo B (baixa tensão). O número de unidades consumidoras é bastante alto, em média quase oito mil, enquanto o consumo mensal médio ao nível da distribuidora é baixo comparado ao Grupo A.

Tabela 18: Estatísticas Descritivas por Nível de Tensão.

Variáveis	TOTAL	ALTA (A1,A2,A3)	MÉDIA (A3a,A4,AS)	BAIXA (B3)	A1	A2	A3	A3a	A4	AS
Consumo MWh	90.436	26.005	67.638	6.764	14.481	17.885	13.509	9.388	63.089	379
Potência kW	338.007	101.123	275.653	-	49.490	76.245	49.436	40.896	255.845	1.526
Número de unidades consumidoras	8.821	16	863	7.950	3	13	9	63	832	4
Tarifa Média Total R\$/kW	232,66	274,03	231,21	327,48	270,57	354,34	389,16	313,74	231,92	277,79
Número de observações	7.319	4.513	7.319	7.317	1.257	2.899	3.502	3.520	7.319	671
Número de distribuidoras	61	39	61	61	15	30	31	33	61	10

Nota: A tabela reporta as médias mensais ao nível da distribuidora para as variáveis utilizadas na análise empírica por nível de tensão.

Dentro do grupo A, o subgrupo A4 é o que tem a maior média mensal de unidades consumidoras, consumo médio e potência. O grupo de alta tensão tem o consumo médio mensal e potência por distribuidora de apenas aproximadamente

40% do valor do grupo de média tensão. Mas enquanto o grupo de alta tensão tem uma média de apenas 16 consumidores por distribuidora, o outro tem 863. As indústrias atendidas em alta tensão são de grande porte e alto consumo por unidade industrial.

3.5

Estratégia Empírica

3.5.1

Instrumento

Essa subseção descreve a estratégia de utilizar variáveis instrumentais para identificar a elasticidade preço do consumidor industrial de energia elétrica. A metodologia utilizada é a mesma utilizada para calcular a elasticidade do consumidor residencial no capítulo anterior.

De forma similar, mesmo com a tarifa por distribuidora sendo regulada pela ANEEL pode haver simultaneidade entre consumo e a tarifa. Variações no consumo podem alterar os custos de distribuição, que por sua vez, podem modificar a definição da tarifa pela agência reguladora.

As datas dos Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP) e as datas dos Reajustes Anuais (RA) são utilizadas como instrumentos para a tarifa. Com isso procuramos solucionar o problema de endogeneidade e obter o efeito causal de uma alteração da tarifa média no consumo industrial de energia.

Para cada Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, os mesmos procedimentos gerais são determinados e utilizados para todas as distribuidoras. O Primeiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) ocorreu no período 2003-2006, o Segundo Ciclo (2CRTP) de 2007 a 2010 e o Terceiro (3CRTP) de 2011-2014.

O primeiro instrumento, o CRTP indica a data de mudança do Primeiro Ciclo (1CRTP) para o Segundo Ciclo (2CRTP) e do 2CRTP para o Terceiro Ciclo (3CRTP). O segundo instrumento, o RA indica a data de mudança da tarifa quando ocorre o Reajuste Anual para os anos de 2005 a 2014.

Tanto as datas das revisões e sua periodicidade como as datas dos reajustes anuais são determinadas nos contratos de concessão assinados previamente,

portanto são exógenas. Assim, cada concessionária tem uma data de aniversário e o período das revisões previamente definido. A periodicidade varia entre três a cinco anos. A variação da tarifa, tanto na revisão como no reajuste, é diferente para cada distribuidora e é determinado pela ANEEL.

Com estas fontes de variação da tarifa é possível estimar a elasticidade preço do consumidor industrial utilizando o painel por distribuidora e mês.

3.5.2

Tarifa Média

A tarifa utilizada neste artigo é a receita dividida pelo consumo e não a tarifa regulada como no capítulo anterior. Como o consumo residencial é representado apenas pelo grupo B1 é possível utilizar a tarifa regulada de cada distribuidora para cada período. Já o consumidor industrial tem diferentes tarifas reguladas, variando por subgrupo (A1, A2, A3, A3a, A4, AS e B3) e por modalidade tarifária (convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde).

Outra diferença é que como o Grupo A possui tarifa binômica e mais de 90% dos consumidores industriais no mercado cativo pertencem a este grupo, eles são faturados pela energia consumida e pela potência máxima.

A tarifa média total é a receita total da distribuidora com mercado cativo, soma da receita com energia e potência, dividida pelo consumo total naquele período.

3.5.3

Especificação

A estrutura de painel do conjunto de dados permite controlar o efeito fixo de distribuidora, mês e ano. A equação da estimação do primeiro estágio é dada por:

$$\ln(T)_{d,m} = \alpha_1 + \sum_k \alpha_k I_{k,d,m} + \gamma_d + \delta_a + \theta_m + \epsilon_{d,m}$$

Onde $\ln(T)_{d,m}$ é o logaritmo da tarifa média total de energia elétrica da distribuidora d no mês m ; $I_{d,m}$ é o vetor de instrumentos utilizados; γ_d é o efeito

fixo por distribuidora; δ_a é o efeito fixo de ano; θ_m é o efeito fixo de mês; e $\epsilon_{d,m}$ é o erro idiossincrático.

A equação da estimação do segundo estágio é:

$$\ln(Y)_{d,m} = \beta_1 + \beta_2 \ln(T)_{d,m} + \varphi_d + \omega_a + \mu_m + \epsilon_{d,m}$$

Onde $\ln(Y)_{d,m}$ é o logaritmo do consumo de energia elétrica da distribuidora d no mês m , $\ln(T)_{d,m}$ é instrumentado por $I_{d,m}$; φ_d é o efeito fixo por distribuidora; ω_a é o efeito fixo de ano; μ_m é o efeito fixo de mês; e $\epsilon_{d,m}$ é o erro idiossincrático. O coeficiente β_2 é a elasticidade preço de energia elétrica do consumidor industrial.

3.5.4

Fonte de Variação da Tarifa

A evolução da tarifa média total em R\$/MWh de janeiro de 2005 a dezembro de 2014 para as três distribuidoras com maior consumo industrial está retratado na Figura 5. As tarifas médias em 2014 foram de 224,36 R\$/MWh para AES ELETROPAULO, 234,46 R\$/MWh para Copel Distribuição (COPEL) e 276,74 R\$/MWh para Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL PAULISTA).

As empresas AES ELETROPAULO e COPEL têm datas de aniversário próximas, da primeira é dia quatro de julho e da segunda, dia vinte e quatro de junho. Já a data de aniversário da CPFL PAULISTA é no dia 4 de abril.

A AES ELETROPAULO passou pela Revisão Periódica do 2CRTP em 2007 e a COPEL e CPFL PAULISTA em 2008. Como a periodicidade entre revisões da AES ELETROPAULO e da COPEL são de quatro anos, essas distribuidoras tiveram suas tarifas revistas no 3CRTP em 2011 e 2012, respectivamente. A distribuidora CPFL PAULISTA com revisões de cinco em cinco anos passou pelo 3CRTP em 2013.

Além da data e da periodicidade, a magnitude da alteração também muda ao longo do tempo e entre distribuidoras. A variação percentual da tarifa média entre os reajustes/revisões para as mesmas três concessionárias está representada na Figura 6.

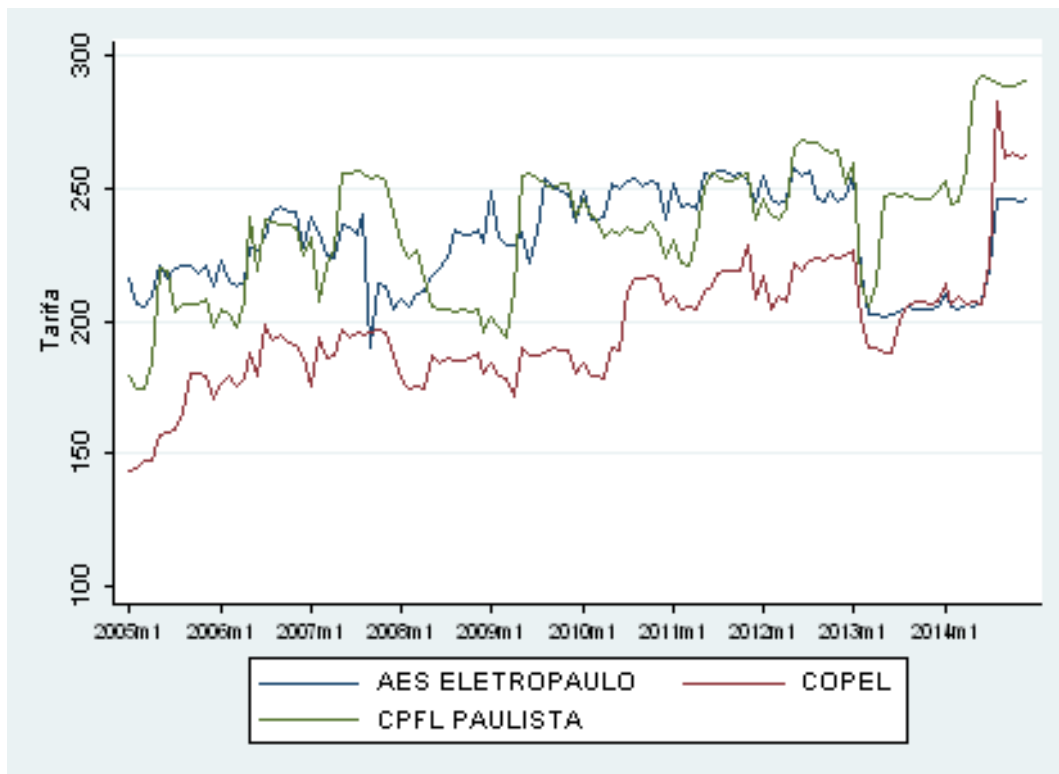


Figura 5: Tarifa Média Total em R\$/MWh das 3 Maiores Distribuidoras.

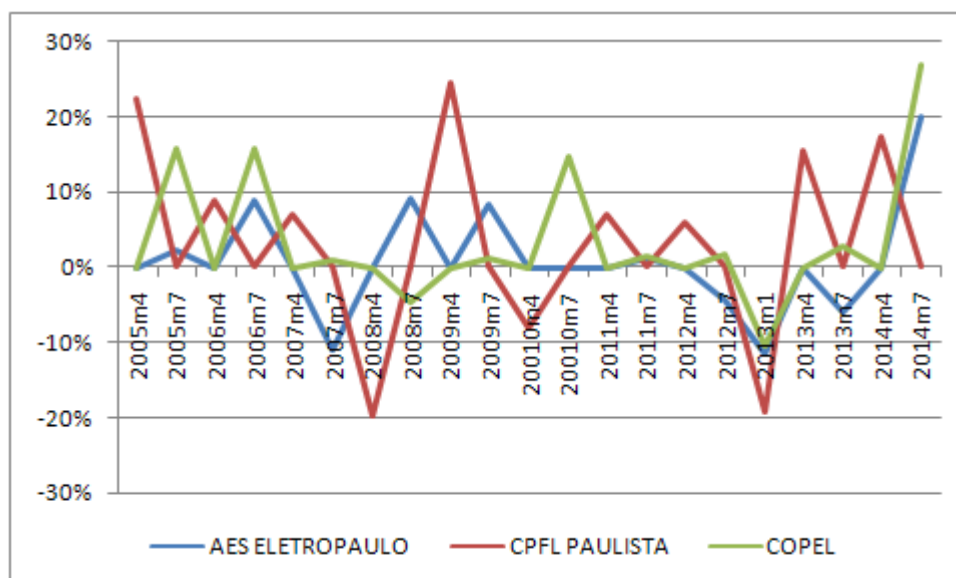


Figura 6: Variação Percentual da Tarifa Média das 3 Maiores Distribuidoras.

3.6

Resultados

Nesta seção, nós apresentamos os resultados das estimações da equação de demanda do consumidor industrial no mercado cativo e também alguns testes de robustez que confirmam os resultados.

3.6.1

Resultados

Foram utilizadas três especificações em que os instrumentos adotados diferem. Na primeira é utilizada apenas a data de entrada do Segundo Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (2CRTP) e do Terceiro (3CRTP). Na segunda especificação são utilizados os instrumentos 2CRTP e 3CRTP e a data do Reajuste Anual (RA) para todos os anos. Na terceira é utilizado apenas o instrumento RA.

A Tabela 19 apresenta os coeficientes do primeiro estágio para as três especificações. Os resultados indicam que em média as revisões periódicas reduzem a tarifa média total, enquanto os reajustes anuais aumentam. Esse resultado é esperado já que, na revisão, os ganhos de eficiência são revertidos em prol da modicidade tarifária e, nos reajustes, o objetivo é manter o poder de compra da receita da concessionária. Esses fatores em conjunto representam cerca de 50% da variação da tarifa média total.

Os coeficientes apresentados na Tabela 20 são estimativas para o parâmetro elasticidade preço dos consumidores industriais que compram energia da distribuidora. Para fins de comparação, a coluna 1 apresenta o resultado para a regressão OLS com efeitos fixos. A coluna 2 apresenta os resultados para a regressão utilizando como instrumento o CRTP, na coluna 3 CRTP e RA e na coluna 4 apenas RA.

Tabela 19: Regressões Primeiro Estágio: Efeito das Revisões e Reajustes na Tarifa Média Total do Consumidor Industrial.

Variáveis	(1)	(2)	(3)
	Ln Tarifa Média Total		
RTP2	-0,0821*** (0,0141)	-0,0494*** (0,0131)	
RTP3	-0,0942*** (0,0200)	-0,0276 (0,0195)	
RA2006		0,0195 (0,0134)	0,0238 (0,0143)
RA2007		0,0238 (0,0177)	0,0335* (0,0183)
RA2008		0,027 (0,0167)	0,0434** (0,0176)
RA2009		0,0656*** (0,0184)	0,0858*** (0,0190)
RA2010		0,0384*** (0,0139)	0,0424*** (0,0144)
RA2011		0,0767*** (0,0142)	0,0736*** (0,0135)
RA2012		0,0490*** (0,0175)	0,0431*** (0,0161)
RA2013		0,0447*** (0,0162)	0,0442*** (0,0160)
RA2014		0,130*** (0,0187)	0,135*** (0,0194)
Observações	7.319	7.307	7.307
R-quadrado	0,504	0,537	0,531
Efeito fixo distribuidora, mês e ano	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo da tarifa média total de fornecimento de energia elétrica para a classe industrial. A coluna 1 apresenta os coeficientes OLS para a especificação que utiliza apenas as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); a coluna 2 acrescenta as datas dos Reajustes Anuais (RA); enquanto a coluna 3 utiliza apenas as datas dos Reajustes Anuais (RA). Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Os coeficientes são negativos e significativos ao nível de significância de 1%. Uma alteração na tarifa média total tem impacto no consumo industrial ao nível da distribuidora. A elasticidade preço do consumidor industrial varia entre -0,833 e -0,621 nas três especificações. De acordo com a especificação em que o

instrumento utilizado é apenas o CRTP, um aumento de 10% na tarifa média de fornecimento reduz o consumo industrial em 8,3%.

Tabela 20: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa Média Total no Consumo para o Consumidor Industrial.

Variável dependente: Ln Consumo				
	(1)	(2)	(3)	(4)
	ols	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA
Ln Tarifa Média Total	-0,727*** (0,1040)	-0,833*** (0,1020)	-0,754*** (0,0753)	-0,621*** (0,0847)
Observações	7.319	7.319	7.307	7.307
R-quadrado	0,205	0,202	0,205	0,203
Efeito fixo de distribuidora	sim	sim	sim	sim
Efeito fixo de ano e mês	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio		115,2	73,78	76,44

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo industrial. A coluna 1 apresenta os coeficientes OLS; a coluna 2 apresenta os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); a coluna 3 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e a coluna 4 apresenta os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa os Reajustes Anuais (RA). Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

O resultado das estimações considerando separadamente a demanda do consumidor industrial pela potência máxima e pelo consumo de energia pode ser encontrado na Tabela 21 e na Tabela 22, respectivamente. As mesmas três especificações de instrumentos para as tarifas são utilizadas. A tarifa média de consumo é a receita da distribuidora com o faturamento sobre o consumo dividido pelo total consumido no período. A tarifa média de potência é a receita da distribuidora com o faturamento sobre a potência dividido pela máxima potência demandada pelos consumidores de forma agregada.

As primeiras três colunas da Tabela 21 mostram que os coeficientes estimados da tarifa média de potência são negativos, porém, não significativos ao nível de significância de 10%. Uma alteração na tarifa média de potência não impacta a potência máxima que os consumidores industriais demandam. Já os coeficientes da tarifa média de consumo, apresentados nas primeiras três colunas da Tabela 22, são negativos e significativos ao nível de significância de 1%. Uma

alteração na tarifa média de consumo tem impacto no consumo industrial que varia bastante entre as especificações, de -1,048 a -0,494.

Esses valores praticamente não sofrem alterações quando incluímos como variável explicativa a tarifa média de potência nas colunas 4, 5 e 6 da Tabela 21. Porém, quando adicionamos o valor da potência máxima demandada de forma agregada pelos consumidores, esses valores sofrem uma redução. O coeficiente estimado da máxima potência é positivo, significativo e similar entre as especificações.

O mesmo resultado ocorre quando a variável independente é o pico de potência e não mais o consumo. Quando a regressão tem apenas as duas tarifas (colunas 4, 5 e 6 na Tabela 22), o efeito da tarifa média de potência não é significativo e da tarifa média de consumo é negativo e significativo, com valores entre -1,088 e -0,39. Essas estimativas têm sua magnitude e significância reduzida quando a quantidade consumida é incluída na regressão. E da mesma forma, seu efeito é positivo, significativo e similar entre as especificações.

Os resultados confirmam que tanto a potência como o consumo são bens complementares e dependem da média da tarifa total de fornecimento como sugerido pelo modelo proposto na seção 3.3. E devido a questões regulatórias e técnicas, existe flexibilidade na escolha do consumo mensal, e isso não é verdade para a potência máxima.

Tabela 21: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa de Consumo, Tarifa de Potência e Consumo na Potência Máxima.

Variável dependente: In Potência Máxima									
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA
In Tarifa Potência Máxima	-0,000526 (0,0371)	-0,0326 (0,0311)	-0,0586 (0,0424)	-0,0518 (0,0392)	-0,0296 (0,0302)	0,0125 (0,0426)	-0,0622*** (0,0240)	-0,0587*** (0,0195)	0,0248 (0,0290)
In Tarifa Consumo				-1,088*** (0,1140)	-0,496*** (0,0685)	-0,390*** (0,0864)	-0,396*** (0,0884)	-0,0633 (0,0469)	-0,133** (0,0579)
Ln Consumo							0,663*** (0,0160)	0,712*** (0,0108)	0,702*** (0,0118)
Observações	7.316	7.304	7.304	7.316	7.304	7.304	7.316	7.304	7.304
R-quadrado	0,166	0,167	0,167	0,088	0,232	0,224	0,651	0,665	0,658
Efeito fixo de distribuidora	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Efeito fixo de ano e mês	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	249,2	72,34	49,52	89,19	44,55	22,59	64,15	39,77	21,38

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo da potência máxima disponibilizada para classe industrial. Nas primeiras 3 colunas a variável independente é apenas o logaritmo da tarifa de potência máxima, nas colunas 4 a 6 é incluído o logaritmo da tarifa de consumo e nas últimas 3 colunas também é adicionado o logaritmo do consumo. As colunas 1, 4 e 7 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); as colunas 2, 5 e 8 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e as colunas 3, 6, 9 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas os Reajustes Anuais (RA). Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p<0.05, *p<0.1.

Tabela 22: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa de Consumo, Tarifa de Potência e Potência Máxima no Consumo.

Variável dependente: Ln Consumo									
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA
In Tarifa Consumo	-1,048*** (0,1190)	-0,684*** (0,0762)	-0,494*** (0,0918)	-1,044*** (0,1180)	-0,677*** (0,0760)	-0,483*** (0,0951)	-0,187* (0,0966)	-0,254*** (0,0527)	-0,122* (0,0646)
In Tarifa Potência Máxima				0,0157 (0,0412)	0,0409 (0,0334)	0,00503 (0,0464)	0,0565** (0,0253)	0,0674*** (0,0216)	-0,00812 (0,0318)
In Potência Máxima							0,787*** (0,0218)	0,775*** (0,0152)	0,793*** (0,0163)
Observações	7.319	7.307	7.307	7.316	7.304	7.304	7.316	7.304	7.304
R-quadrado	-0,002	0,113	0,136	-0,006	0,106	0,137	0,619	0,61	0,622
Efeito fixo de distribuidora	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Efeito fixo de ano e mês	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	89,24	50,8	45,03	89,19	44,55	22,59	60,72	41,86	21,63

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo industrial. Nas primeiras 3 colunas a variável independente é apenas o logaritmo da tarifa de consumo, nas colunas 4 a 6 é incluído o logaritmo da tarifa da potência máxima e nas últimas 3 colunas também é adicionado o logaritmo da potência máxima disponibilizada. As colunas 1, 4 e 7 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); as colunas 2, 5 e 8 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e as colunas 3, 6, 9 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para as tarifas os Reajustes Anuais (RA). Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p<0.05, *p<0.1.

Para confirmar que a opção que alguns consumidores industriais têm de migrar para o mercado livre contribui para que a elasticidade preço seja maior em módulo que do consumidor residencial, separamos os consumidores industriais por nível de tensão em que são atendidos: alta, média e baixa tensão. Normalmente, quanto maior o consumo, maior o nível de tensão. Deste modo, a grande maioria dos consumidores potencialmente livres é atendida nos níveis de alta tensão.

Os resultados encontrados na Tabela 23 confirmam a ideia de que quanto maior o número de consumidores aptos pela regulação a participar do mercado livre, maior o impacto de uma alteração do preço médio de fornecimento no consumo.

Em relação à especificação que utiliza apenas o CRTP como instrumento, a elasticidade preço do consumidor industrial atendido em alta tensão é -1,305, enquanto para o consumidor atendido na média -0,7 e na baixa -0,257.

Os consumidores industriais com maior participação no consumo total do mercado cativo no período em estudo são os atendidos pelo nível de média tensão com 75% do total. Os atendidos em alta tensão respondem por 18% e em baixa por apenas 7%. Desta forma, a sensibilidade da demanda em relação a uma variação na tarifa média total do segmento industrial se aproxima do resultado calculado apenas para a demanda atendida pelo nível de fornecimento de média tensão.

Tabela 23:Regressões Segundo Estágio por Grupos de Tensão: Efeito da Tarifa Média Total no Consumo Industrial.

Variável dependente: Ln Consumo	ALTA TENSÃO				MÉDIA TENSÃO				BAIXA TENSÃO			
	(1) ols	(2) iv:CRTP	(3) iv:CRTP e RA	(4) iv: RA	(5) ols	(6) iv:CRTP	(7) iv:CRTP e RA	(8) iv: RA	(9) ols	(10) iv:CRTP	(11) iv:CRTP e RA	(12) iv: RA
Ln Tarifa Média Total	-1.132*** (0.163)	-1.305*** (0.275)	-1.232*** (0.164)	-1.079*** (0.173)	-0.353*** (0.109)	-0.700*** (0.120)	-0.664*** (0.0789)	-0.547*** (0.0868)	-0.0985 (0.0694)	-0.257*** (0.0946)	0.00221 (0.0757)	0.0599 (0.0907)
Observações	4,495	4,493	4,481	4,481	7,317	7,317	7,305	7,305	7,312	7,312	7,300	7,300
R-quadrado	0.378	0.371	0.376	0.378	0.134	0.099	0.106	0.124	0.220	0.210	0.215	0.209
Efeito fixo de distribuidora	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Efeito fixo de ano e mês	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	41	39	39	39	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio		16.41	11.09	11.97		50.16	59.70	65.45		72.38	46.39	51.48

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo industrial. As colunas 1, 5 e 9 apresentam os coeficientes OLS; as colunas 2, 6 e 10 apresentam os coeficientes 2SLS utilizando como instrumento para a tarifa as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); as colunas 3, 7 e 11 apresentam os coeficientes 2SLS utilizando como instrumento para a tarifa tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e as colunas 4, 8 e 12 apresentam os coeficientes 2SLS utilizando como instrumento para a tarifa os Reajustes Anuais (RA). As colunas de 1 a 4 são referentes ao nível de alta tensão, as colunas de 5 a 8 média tensão e as colunas de 9 a 12 de baixa tensão. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p<0.05, *p<0.1.

3.6.2

Testes de Robustez

A Tabela 24 e a Tabela 25 apresentam os resultados para seis diferentes testes de robustez.

Os efeitos fixos de mês, ano e distribuidora podem não ter sido suficientes para mitigar as diferenças entre as concessionárias que fizeram seus clientes industriais adotarem diferentes comportamentos de consumo.

O primeiro teste de robustez adiciona o logaritmo do Índice de Atividade Econômica do Banco Central (IBC-Br) que pode ser encontrado no site do Banco Central do Brasil. O segundo teste adiciona a variável Utilização da Capacidade Instalada (UCI) como controle. Esse dado está disponível no site da Confederação Nacional da Indústria (CNI) e é calculado como a média ponderada dos percentuais de utilização de cada unidade industrial. O terceiro teste inclui o logaritmo do índice da Produção Industrial divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Nesses três casos apresentados na Tabela 25, os coeficientes estimados passam de -0,833 para -0,818; -0,827 e -0,839 respectivamente na regressão onde apenas o CRTP é utilizado como instrumento. Os coeficientes são estatisticamente significativos ao nível de 1%.

O terceiro teste inclui como controle uma *dummy* para a revisão extraordinária ocorrida no início de 2013 para checar se o resultado está sendo afetado por essa redução na tarifa. As alterações médias foram diferentes para cada subgrupo de consumidores. A maior parte dos clientes industriais no mercado é atendida no nível de tensão representado por A4 e este subgrupo obteve uma redução média de 19,4% na tarifa. A elasticidade estimada, utilizando apenas o CRTP como instrumento, passa de -0,833 para -0,886 sem alteração de significância.

O quarto teste de robustez adiciona o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) como controle. O PLD mensal por Submercado está disponível no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para cada distribuidora foi alocado o PLD do Submercado onde está localizada: Sul, Norte, Sudeste/Centro-oeste ou Nordeste. O PLD influencia a decisão de operar no

mercado livre por balizar os preços estabelecidos nos contratos no ambiente de contratação livre. A elasticidade estimada, utilizando os instrumentos CRTP e RA que inclui a variação anual, passa de -0,754 para -0,756 e permanece significativo ao nível de 1%.

O quinto teste utiliza como variável dependente a tarifa média total deflacionada pelo IPCA. O resultado também tem apenas uma pequena alteração, sendo -0,811 na especificação com o CRTP como instrumento e -0,747 com o CRTP e RA.

A robustez dos resultados suporta as especificações escolhidas e a interpretação desses resultados.

Tabela 24: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa Média no Consumo Industrial.

Variável dependente: Ln Consumo									
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA
Ln Tarifa Média Total	-0,818*** (0,1020)	-0,727*** (0,0752)	-0,601*** (0,0845)	-0,827*** (0,1020)	-0,746*** (0,0751)	-0,627*** (0,0842)	-0,839*** (0,1020)	-0,751*** (0,0750)	-0,623*** (0,0844)
Ln IBC-Br	0,539*** (0,1380)	0,566*** (0,1350)	0,596*** (0,1350)						
Utilização da capacidade instalada (%)				0,0106*** (0,0026)	0,0108*** (0,0026)	0,0111*** (0,0026)			
Ln Produção Industrial							0,267*** (0,0678)	0,278*** (0,0663)	0,292*** (0,0662)
Observações	7.319	7.307	7.307	7.319	7.307	7.307	7.319	7.307	7.307
R-quadrado	0,205	0,208	0,204	0,205	0,207	0,205	0,204	0,207	0,205
Efeito fixo de distribuidora, ano e mês	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	115,1	72,85	75,56	115,7	73,63	76,7	116,3	73,59	76,23

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo industrial cativo. Todas as especificações são estimadas utilizando regressões 2SLS e incluem efeito fixo de mês, ano e distribuidora. As colunas 1, 2 e 3 apresentam os coeficientes da regressão incluindo o logaritmo do IBC-Br como controle; as colunas 4, 5 e 6 a utilização da capacidade instalada em %; as colunas 7, 8 e 9 o logaritmo da Produção Industrial. As colunas 1, 4 e 7 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); as colunas 2, 5 e 8 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e as colunas 3, 6 e 9 como instrumento para a tarifa os Reajustes Anuais (RA). Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p<0.05, *p<0.1.

Tabela 25: Testes de Robustez: Regressões de Segundo Estágio para o Efeito da Tarifa Média no Consumo Industrial.

Variável dependente: Ln Consumo									
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA	iv:CRTP	iv:CRTP e RA	iv: RA
Ln Tarifa Média Total	-0,886*** (0,0998)	-0,822*** (0,0754)	-0,677*** (0,0876)	-0,788*** (0,1020)	-0,756*** (0,0752)	-0,646*** (0,0845)			
Ln Tarifa Média Deflacionada							-0,811*** (0,1010)	-0,747*** (0,0754)	-0,614*** (0,0851)
Dummy Revisão Extraordinária 2013	-0,183*** (0,0344)	-0,169*** (0,0315)	-0,137*** (0,0335)						
Ln PLD				-0,0102*** (0,0032)	-0,0103*** (0,0032)	-0,0103*** (0,0032)			
Observações	7.319	7.307	7.307	7.319	7.307	7.307	7.319	7.307	7.307
R-quadrado	0,205	0,209	0,208	0,205	0,206	0,205	0,203	0,205	0,202
Efeito fixo de distribuidora, ano e mês	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Distribuidoras	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	121,9	75,03	74,25	114,2	73,8	77,22	119,9	72,7	75,08

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo industrial cativo. Todas as especificações são estimadas utilizando regressões 2SLS e incluem efeito fixo de mês, ano e distribuidora. As colunas 1,2 e 3 apresentam os coeficientes da regressão incluindo a dummy indicando a revisão extraordinária de 2013 e; as colunas 4, 5 e 6 incluem o PLD como controle. As colunas 1 e 4 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP); as colunas 2 e 5 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa tanto o CRTP como os Reajustes Anuais (RA); e as colunas 3 e 6 como instrumento para a tarifa os Reajustes Anuais (RA). As colunas 7, 8 e 9 apresentam os coeficientes utilizando como instrumento para a tarifa média deflacionada o CRTP, CRTP e RA e RA. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p <0.05, *p<0.1.

3.7

Conclusão

Neste estudo examinamos a demanda por eletricidade dos consumidores industriais no mercado cativo no Brasil utilizando uma base de dados agregada ao nível da distribuidora para 61 concessionárias por 120 meses de 2005 a 2014. As datas em que ocorrem os reajustes e as revisões tarifárias são utilizadas como instrumentos para a tarifa média de fornecimento de energia elétrica.

Este artigo apresenta um modelo que resolve o problema de maximização da utilidade gerada pelo uso da energia elétrica para a indústria descontada o custo faturado pela distribuidora em função do consumo mensal e da potência máxima contratada e verificada. Os resultados são que o consumidor deve ultrapassar o valor da potência máxima contratada em quatro meses do ano independente da tarifa e que as demandas pelo consumo de energia e pela capacidade dependem negativamente do preço médio total.

Para o cálculo da elasticidade preço do consumidor industrial utilizamos a média dos dois preços existentes na fatura da conta de energia elétrica: a tarifa da energia consumida no mês e a tarifa da potência máxima. Uma variação de 10% no preço médio de fornecimento de energia elétrica reduz o consumo industrial, em média, em 8,33%.

O consumidor industrial é mais sensível ao preço que o consumidor residencial. Entre os motivos está o fato de algumas unidades consumidoras industriais terem a opção de escolher o fornecedor de energia no mercado livre.

4

Uma Aplicação da Precificação de *Ramsey* ao Setor Elétrico Brasileiro

4.1

Introdução

Uma das principais atribuições da regulação do setor elétrico é determinar o preço da energia elétrica a ser cobrado dos diferentes tipos de clientes da distribuidora. Informações sobre a demanda dos consumidores e os custos das firmas são usadas pelo regulador no processo de fixação das tarifas. Uma vez que esses preços regulados são cruciais para determinar o nível e o padrão de uso de energia elétrica, bem como o nível dos custos e lucro das firmas, é importante analisar se esses preços satisfazem critérios econômicos desejáveis.

De acordo com a teoria, o preço igual ao custo marginal é o esquema de preços mais eficiente. Entretanto, concessionárias de distribuição de energia elétrica são extremamente intensivas em capital e não podem recuperar o seu elevado custo fixo igualando seu preço ao custo marginal. Isso pode ser compensado através de um subsídio do governo. Se a empresa monopolística não puder ser subsidiada, os preços devem desviar-se do custo marginal de modo a recuperar os custos totais.

Ramsey (1927) desenvolveu um método para determinar as alíquotas de impostos de vários bens que fornecema receita necessária para o governo reduzindo o mínimo possível o excedente do consumidor. Baumol e Bradford (1970) mostraram que regras de tributação ótima são diretamente aplicáveis para determinar a segunda melhor opção (*second best*) de preços para os monopólios naturais de mais de um produto ou que tenham mais de um mercado com diferentes preços. É tradicional, portanto, se referir a esses preços como preços de *Ramsey*.

A regra de preços de *Ramsey* é, portanto, um critério para determinar o conjunto de preços mais eficientes, que geram um nível mínimo desejado de lucro para a empresa. A maximização da soma do excedente do consumidor e produtor

sujeito à restrição de lucro mínimo produz o resultado de que o desvio entre o preço e o custo marginal para cada um dos produtos da firma deve ser inversamente proporcional a elasticidade da demanda destes produtos.

Neste estudo, são analisadas as tarifas de eletricidade no mercado cativo para os consumidores residencial, comercial e industrial no Brasil. As elasticidades preço da demanda são estimadas para os diferentes grupos utilizando dados para 61 distribuidoras entre 2005 e 2014 e as datas das revisões tarifárias como instrumento para o preço da energia. As tarifas de *Ramsey* para a concessionária privada do serviço de distribuição Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light) são calculadas e comparadas com as que são praticadas.

Vários trabalhos discutem soluções com base na precificação de *Ramsey* para estabelecer preços em indústrias reguladas, como por exemplo, Laffont e Tirole (1994, 1996), Berry (2000) e Woo, Seeto e Horowitz (1996).

Trabalhos empíricos para testar se as tarifas praticadas seguem o critério de *Ramsey* foram realizados para os diferentes tipos de consumidores de energia elétrica nos Estados Unidos. Nelson, Roberts e Tromp (1987) analisam se os preços para os consumidores residencial, comercial e industrial das concessionárias americanas de energia elétrica verticalmente integradas satisfazem a Regra de *Ramsey* em 1970 e 1978.

Trabalhos empíricos para outros países foram realizados para os consumidores residenciais e industriais de energia elétrica como Rússia (Nahata, Izyumov, Busygin, & Mishura, 2007), Japão (Matsukawa, Madono, & Nakashima, 1993) e China (Qi, Zhang, Wei, & Que, 2008). Raineri & Giaconi (2005) realizam esta análise para o Chile e incluem além do mercado industrial e residencial, o mercado do serviço de uso do sistema de distribuição.

A solução de precificação quase ótima também foi estudada em outras indústrias como aeroportuária (Morrison, 1982), água (Kim, 1995) e serviços postais (Scott, 1986).

Todos os artigos citados aplicam a regra de precificação de *Ramsey* para testar a eficiência econômica das tarifas, com diferentes metodologias principalmente em relação ao custo marginal da oferta de energia e a elasticidade preço da demanda dos diferentes grupos de consumidores. Para estimar a elasticidade esses autores consideram o preço exógeno por ser regulado ou

utilizam as variáveis explicativas da equação de demanda defasadas como instrumento para o preço da energia elétrica.

Esses trabalhos concluem que os mercados estudados não seguem a regra de precificação de *Ramsey*. Na prática sua implementação é rara. Isso pode ocorrer pela falta de conhecimento das elasticidades e do custo marginal. Mas também podem existir razões políticas que expliquem a relutância na aplicação deste princípio de precificação. O regulador pode atribuir pesos distintos para os diferentes tipos de consumidores.

A demanda inelástica pode refletir uma falta de opção por parte dos consumidores, e sob este conceito, os preços nos mercados que os consumidores não têm escolha a não ser comprar seriam maiores que em mercados que existem outras opções. O regulador deve abordar estas questões de equidade na decisão de implementar os preços de *Ramsey*.

Neste artigo, verificamos que as tarifas de eletricidade no Brasil não obedecem ao critério quase ótimo de *Ramsey* e que reduzindo a tarifa do consumidor industrial e aumentando do residencial e comercial é possível aumentar o bem-estar social. Mas como a classe industrial é mais elástica, por ter a opção entre escolher diretamente seu fornecedor de energia e de comprar da distribuidora, pode não ser adequado no Brasil adotar esse critério de preços.

Após esta introdução, a segunda seção descreve a regulação tarifária no Brasil. A terceira seção apresenta a determinação das tarifas pela regra de *Ramsey* e a quarta apresenta os modelos adotados na estratégia empírica. A quinta seção descreve os dados e as estatísticas descritivas enquanto a sexta seção apresenta os resultados encontrados e finalmente, a sétima conclui.

4.2

Regulação Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro

Atualmente, a indústria de energia elétrica no Brasil é desverticalizada, com razoável segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. No setor, há tanto empresas públicas como privadas nos três segmentos. As atividades de transmissão e distribuição são reguladas pelo regime de incentivos.

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias. Do total, 46 são privadas e as outras 17 são públicas. Das empresas públicas, seis são federais, três são municipais e oito estaduais.

A transmissão e a distribuição de energia têm seus preços regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é a agência reguladora do setor. Assim, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora.

As distribuidoras são responsáveis pelo serviço de distribuição de energia e pela venda desta energia para os consumidores do mercado cativo. O regulador compra a totalidade da demanda das distribuidoras de energia elétrica por meio de leilões e a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados celebrados entre os agentes de geração e as distribuidoras.

A tarifa determinada pela ANEEL deve assegurar às concessionárias de distribuição receitas suficientes para cobrir os custos gerenciáveis e não gerenciáveis.

Os custos não gerenciáveis são aqueles em que a concessionária não tem poder de negociação. Esses custos são o custo de aquisição de energia, o custo com conexão e o uso do sistema de transmissão e os encargos setoriais.

Os custos gerenciáveis pela empresa são os custos próprios da atividade de distribuição compostos pelo custo de administração, operação e manutenção e pelo custo dos ativos como remuneração do capital e depreciação.

Em termos de participação, em média em 2013, somente 29,6% do valor da fatura de energia elétrica corresponde à parcela para cobrir os custos gerenciáveis pela distribuidora. Para compra de energia o valor é de 37,8%, transmissão 3,3%, encargos 4,9% e tributos 24,4%¹⁸. Desta forma, mais de 70% do valor da conta de luz é recolhido pela distribuidora para repasse para os agentes de geração e transmissão, para os fundos setoriais e para os governos estaduais e federal.

O processo de determinação das tarifas das distribuidoras ocorre em dois estágios. No primeiro calcula-se a receita requerida total que assegura o equilíbrio

¹⁸((ANEEL), Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013)

econômico financeiro da empresa, definindo o nível tarifário. A ANEEL, em cada Revisão Tarifária Periódica, analisa detalhadamente os custos não gerenciáveis, os investimentos prudentes no serviço de distribuição, a taxa de remuneração adequada ao risco da atividade, a quota de reintegração regulatória e os custos operacionais eficientes¹⁹ da concessionária.

No segundo estágio, as tarifas dos diversos tipos de consumidores são determinadas de forma a gerar a receita requerida. A forma de rateio da receita entre os diferentes grupos de consumidores é a estrutura tarifária. Esta também pode ser definida como o mecanismo de diferenciação de preços cobrados de diferentes tipos de consumidores.

No Brasil, os consumidores são divididos de acordo com a finalidade da unidade consumidora, como residência, comércio e indústria e por nível de tensão no qual é feito o atendimento. A diferenciação tarifária é principalmente por nível de tensão e em algumas situações por período do dia (ponta e fora de ponta).

A tarifa é a soma da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia (TE). Esta última recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e seu valor é o mesmo para todos os tipos de consumidores. Os custos com a aquisição de energia são rateados na forma de selo em energia²⁰, ou seja, são valores idênticos aplicados ao consumo de energia elétrica dos consumidores, independente da classificação do consumidor.

A metodologia empregada atualmente na determinação da TUSD adota a mesma base metodológica aplicada nos anos 80. Os custos gerenciáveis pela distribuidora são rateados de forma diferenciada por nível de tensão e é com base no custo marginal de capacidade dos consumidores.

O custo de capacidade de um determinado consumidor tem como núcleo a responsabilidade desse cliente na formação da máxima demanda de potência ativa do sistema de distribuição que o atende (Fugimoto, 2010). É importante destacar que esse custo é maior quanto mais baixo o nível de tensão.

De acordo com (ANEEL, 2009) o cálculo da estrutura tarifária pode ser resumido em três etapas:

¹⁹Parte das receitas oriundas de atividades que não são o objetivo principal da concessão (fornecimento de energia e usos das redes elétricas) é abatida da receita com o objetivo de modicidade tarifária.

²⁰ O termo “selo” é uma alusão ao selo postal que consiste em um preço único independente do destino da correspondência. No caso da energia elétrica significa a mesma tarifa para os diferentes tipos de consumidores.

1. Cálculo dos Custos Marginais de Capacidade: apurados por nível de tensão e posto tarifário (ponta e fora de ponta) com base na contribuição dos consumidores para formação da ponta do sistema e nos custos marginais de expansão.
2. Cálculo da Tarifa de Referência: utilizadas na proporcionalidade da parcela gerenciável da receita requerida das distribuidoras entre os grupos tarifários utilizando para isso os Custos de Capacidade.
3. Cálculo das Tarifas de Aplicação: construção das modalidades tarifárias de acordo com o perfil do consumidor. Os custos das distribuidoras são rateados parte pelo custo marginal, parte pelo mercado de energia na forma de um “selo” e parte como proporção da receita.

O custo com conexão e o uso do sistema de transmissão eram rateados na forma de selo em potência que são valores idênticos aplicados às demandas máximas de potência, independente da classificação do consumidor. A partir de 2011 passou a ser com base nos fatores de perdas de potência e de proporção de fluxo de potência, variando conforme o nível de tensão de atendimento²¹.

Dependendo do encargo setorial, este pode ser alocado na forma de “selo” de energia ou como proporção da receita.

Em resumo, a TE e uma parte da TUSD são alocadas igualmente entre os consumidores e a outra parte da TUSD é alocada dependendo do nível de tensão. A tabela com as formas de rateio dos componentes tarifários pode ser encontrada no Anexo 4.

Para o cálculo do custo marginal de capacidade consideram-se as curvas de carga²² de consumidores obtidas *ex-ante*, ou seja, antes da aplicação das tarifas aos consumidores. Desta forma, considera-se implicitamente que os perfis de carga dos consumidores não serão afetados pela aplicação das tarifas, o que equivale a dizer que as elasticidades preço da demanda são nulas (El Hage, Ferraz, & Delgado, 2013).

Já que no processo de desenho de tarifas existe a divisão do mercado consumidor em diversos segmentos e o seu horizonte é de curto prazo²³, as

²¹ ((ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011)

²² Uma curva de carga é a representação cartesiana da potência elétrica em função do tempo para um determinado período.

²³ Isso porque as revisões são realizadas geralmente de quatro em quatro anos.

elasticidades preço da demanda por energia para as diferentes classes deveriam ser utilizadas na determinação da estrutura tarifária.

Os custos podem ser cobertos na maior parte pelos consumidores que estão mais dispostos a pagar e são mais custosos para servir.

4.3

Precificação de *Ramsey* no Setor Elétrico

A concessionária do serviço de distribuição oferta o bem homogêneo eletricidade para diferentes grupos de consumidores como residencial, comercial e industrial. A solução mais eficiente é definir todos os preços iguais ao custo marginal. No entanto, neste caso, preço igual ao custo marginal resulta em perdas econômicas para a empresa devido ao elevado custo fixo.

Para um monopólio natural, preços baseados no modelo de *Ramsey* são fixados para maximizar o bem-estar social, e ao mesmo tempo, para permitir que a empresa cubra o seu custo total.

A solução para este problema de maximização com restrição é chamado de quase ótimo porque é a segunda melhor solução já que há a restrição da firma em não incorrer em prejuízo na sua atividade. Se este critério de precificação não é satisfeito, é possível aumentar o excedente total do consumidor, sem alterar o excedente da firma, aumentando o preço em alguns mercados e baixando o preço em outros.

A demanda de cada mercado depende apenas do seu próprio preço, assim a elasticidade preço cruzada é zero. Essa suposição é apropriada já que os consumidores não podem mudar de um mercado para o outro em resposta a mudanças nas tarifas. Também não existe a possibilidade de revenda de energia entre os diferentes tipos de consumidores.

O excedente do consumidor (W_c) e o excedente do produtor (W_p) podem ser expressos como:

$$W_c = \sum_{i=1}^n \int_0^{q_i} p_i(q) dq - \sum_{i=1}^n p_i q_i \quad (1)$$

$$W_p = \sum_{i=1}^n p_i q_i - C(q_1, \dots, q_n) \quad (2)$$

Onde q_i , p_i e $p_i(q)$ são o consumo de eletricidade em MWh, o preço da energia elétrica em R\$/MWh e a função de demanda inversa para o grupo de consumidor tipo i , respectivamente. $C(q_1, \dots, q_n)$ é a função custo para ofertar energia e pode ser escrita como:

$$C(q_1, \dots, q_n) = \sum_{i=1}^n c_i q_i + F \quad (3)$$

Onde c_i representa o custo marginal e F o custo fixo. O custo marginal é o custo de comprar uma unidade adicional de energia e o custo fixo inclui os gastos com encargos setoriais e custo de transporte, tanto transmissão como distribuição.

A função objetivo é maximizar o bem-estar social total sujeito à restrição de participação da empresa. O problema de otimização pode ser expresso como:

$$\begin{aligned} & \max_q (W_c + W_p) \\ & \text{s. a. } \sum_{i=1}^n p_i q_i - C(q_1, \dots, q_n) \geq 0, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned}$$

Na função de bem-estar social, o planejador central atribui pesos iguais para as diferentes classes de consumidores. Das condições de primeira ordem, a regra de preço de *Ramsey* pode ser obtida:

$$\frac{p_i - c_i}{p_i} = \frac{R}{\eta_i}, \forall i \quad \text{onde} \quad R = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \quad (4)$$

Onde R é o número de *Ramsey*, λ é o preço sombra da restrição de participação da distribuidora e η_i é a elasticidade preço da demanda do consumidor do grupo i .

Essa equação indica que a margem acima do custo marginal é inversamente proporcional a elasticidade preço da demanda, ou seja, quanto mais alta a elasticidade preço, menor é a margem. Essa regra revela que a tarifa para a classe de consumidores cuja demanda é menos elástica, divergem dos custos marginais por margens relativamente maiores.

Os valores dos números de *Ramsey* devem ser iguais para os diferentes tipos de consumidores. Por simplicidade, nós assumimos que a elasticidade preço de cada grupo de consumidores é constante. A quantidade demandada de cada grupo de consumidores tem o seguinte formato:

$$q_i = \kappa_i p_i^{-\eta_i}, \forall i \quad (5)$$

Onde κ_i é um termo escalar. Além disso, a margem acima do custo marginal deve ser tal que o total de receitas seja igual ao total dos custos:

$$\sum_{i=1}^n (p_i - c_i) q_i = \sum_{i=1}^n \frac{k_i R}{\eta_i} \left(\frac{c_i \eta_i}{\eta_i - R} \right)^{1-\eta_i} = F \quad (6)$$

4.4

Modelos / Estratégia Empírica

4.4.1

Elasticidade

Essa subseção descreve a estratégia de utilizar variáveis instrumentais para identificar a elasticidade preço do consumidor de energia elétrica. A metodologia é a mesma utilizada para calcular a elasticidade do consumidor industrial no segundo capítulo.

Como a estimação é de um modelo de demanda, a hipótese de exogeneidade pode estar sendo violada. A existência de uma provável simultaneidade entre consumo e a tarifa de energia elétrica pode ocorrer mesmo no caso da tarifa regulada.

As datas dos Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP) são utilizadas como instrumentos para a tarifa de energia. Desta forma, é possível capturar o efeito causal de uma alteração tarifária no consumo de energia

A Revisão Tarifária Periódica é um processo de revisão dos valores das tarifas, estabelecido no Contrato de Concessão. Na revisão é feita uma análise de toda a estrutura tarifária da empresa, para identificar possibilidades de absorção de ganhos de eficiências para o consumidor e, ao mesmo tempo, verificar se as condições econômicas e financeiras estão adequadas à concessionária de distribuição.

Já ocorreram três Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas onde se define os procedimentos gerais para o cálculo da revisão a serem utilizados para todas as distribuidoras. O Primeiro Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) ocorreu no período 2003-2006, o 2CRTP de 2007 a 2010 e o 3CRTP de 2011-2014.

Os instrumentos CRTP indicam a data de mudança do Primeiro Ciclo (1CRTP) para o Segundo Ciclo (2CRTP) e do 2CRTP para o Terceiro Ciclo (3CRTP).

Cada concessionária tem uma data de aniversário, o período das revisões varia entre três a cinco anos e a alteração da tarifa é diferente para cada distribuidora e é determinado pela ANEEL.

Com estas fontes de variação da tarifa é possível estimar a elasticidade preço do consumidor residencial, comercial e industrial utilizando o painel por distribuidora e mês. A tarifa utilizada é a tarifa média que é a receita total da distribuidora dividida pelo consumo total naquele período para cada grupo de consumidores.

Existem importantes características das distribuidoras e de tempo que podem tanto afetar o consumo como a tarifa. A estrutura de painel do conjunto de dados permite controlar o efeito fixo de distribuidora, mês e ano. A equação da estimação do primeiro estágio é:

$$\ln(p_i)_{d,m} = \alpha_{i,1} + \sum_k \alpha_{i,k} I_{k,d,m} + \gamma_{i,d} + \delta_{i,a} + \theta_{i,m} + \epsilon_{i,d,m} \quad \forall i \quad (7)$$

Onde $\ln(p_i)_{d,m}$ é o logaritmo da tarifa média de energia elétrica da distribuidora d no mês m do grupo de consumidor i ; $I_{d,m}$ é o vetor de instrumentos utilizados; $\gamma_{i,d}$ é o efeito fixo por distribuidora; $\delta_{i,a}$ é o efeito fixo de ano; $\theta_{i,m}$ é o efeito fixo de mês; e $\epsilon_{i,d,m}$ é o erro idiossincrático.

A equação da estimação do segundo estágio é:

$$\ln(q_i)_{d,m} = \beta_{i,1} + \beta_{i,2} \ln(p_i)_{d,m} + \varphi_{i,d} + \omega_{i,a} + \mu_{i,m} + \epsilon_{i,d,m} \quad \forall i \quad (8)$$

Onde $\ln(q_i)_{d,m}$ é o logaritmo do consumo de energia elétrica da distribuidora d no mês m para o grupo de consumidor i ; $\ln(p_i)_{d,m}$ é instrumentado por $I_{d,m}$; $\varphi_{i,d}$ é o efeito fixo por distribuidora; $\omega_{i,a}$ é o efeito fixo de ano; $\mu_{i,m}$ é o efeito fixo de mês; e $\epsilon_{i,d,m}$ é o erro idiossincrático.

O coeficiente $\beta_{i,2}$ é a elasticidade preço de energia elétrica do consumidor tipo i . Os três grupos de consumidores são: residencial, comercial e industrial.

4.4.2

Custo Marginal

O preço médio de compra de eletricidade pela distribuidora para revenda para os consumidores finais é utilizado como *proxy* do custo marginal de ofertar eletricidade no curto prazo²⁴.

O custo de compra de energia pela distribuidora é

$$C_p = c \cdot \left(\sum_{i=1}^n q_i \right) \quad (9)$$

Onde c é o custo marginal (e o custo médio) de comprar uma unidade adicional de energia (1 MWh) e $\sum_{i=1}^n q_i$ é a quantidade total de energia comprada e vendida pela distribuidora em MWh.

Com um objetivo de análise de política, assumimos que o custo marginal da produção de eletricidade é igual ao custo variável médio e que ambos são iguais para todos os grupos de consumidores.

4.5

Dados e Estatísticas Descritivas

4.5.1

Consumidores

No mercado de distribuição de energia elétrica os consumidores são separados em diferentes classes de acordo com o nível de tensão que são atendidos e com a atividade que exercem.

Os usuários classificados no Grupo A são unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kW ou atendidas pelo sistema subterrâneo. Os usuários classificados no Grupo B são unidades consumidoras com fornecimento em baixa tensão.

²⁴ Artigos que utilizam o custo médio variável: Qietall (2008) e Nahata et al (2007).

A Tabela 26 e a Tabela 27 mostram a participação de cada grupo e subgrupo de consumidores no consumo cativo total de 2014²⁵.

Tabela 26: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 de Cada Grupo de Consumidor por Nível de Tensão e Atividade - GRUPO B.

Nível de Tensão	Atividade	Participação no Consumo Total de 2014
B1	Residencial	33,3%
B1- Baixa Renda	Residencial	5,6%
B2	Rural	4,4%
B3	Comercial	13,2%
B3	Industrial	1,6%
B3	Poder Público	1,9%
B3	Serviço Público	0,5%
B3	Total B3	17,3%
B4	Iluminação Pública	4,1%
Grupo B		64,6%

²⁵ Os subgrupos com menos de 0,1% de participação foram retirados das tabelas 1 e 2, e por isso a soma da participação no consumo do Grupo A e B é de 99,1% e não 100%.

Tabela 27: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 de Cada Grupo de Consumidor por Nível de Tensão e Atividade - GRUPO A.

Nível de Tensão	Atividade	Participação no Consumo Total de 2014
A1	Industrial	0,3%
A2	Comercial	0,3%
A2	Industrial	1,1%
A2	Serviço Público	0,5%
A2	Total A2	1,8%
A3	Industrial	1,1%
A3	Serviço Público	0,3%
A3	Total A3	1,4%
A3a	Comercial	0,2%
A3a	Industrial	1,1%
A3a	Rural	0,5%
A3a	Total A3a	1,8%
A4	Comercial	10,1%
A4	Industrial	12,7%
A4	Poder Público	2,3%
A4	Rural	1,4%
A4	Serviço Público	2,3%
A4	Total A4	28,8%
AS	Comercial	0,3%
Grupo A		34,5%

O grupo residencial baixa renda e rural conjuntamente representam 13% do consumo total de 2014. A tarifa de eletricidade desses grupos é determinada como uma porcentagem da tarifa para o consumidor residencial (B1). No caso do grupo B1-baixa renda, o desconto varia de 0 a 65% dependendo do consumo mensal. O desconto para classe rural atendida em baixa tensão (B2) é de 30% ou 40% da tarifa B1, dependendo da classificação do tipo de consumidor rural²⁶.

Os três principais grupos de consumidores por atividade são o residencial, comercial e industrial no mercado cativo e conjuntamente representam 75% do consumo total de 2014 conforme a Tabela 28.

²⁶ Classificação das subclasses da classe rural: rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação. Consumidor rural atendida em alta tensão tem desconto de 10% sobre a tarifa determinada para aquele nível de tensão. Fonte: Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Neste estudo trabalhamos apenas com estes três grupos de consumidores. E a separação é por atividade incluindo todos os níveis de tensão em cada uma. A maior parte (71%) do consumo industrial ocorre no nível de média tensão A4 e do consumo comercial (55%) em baixa tensão.

Tabela 28: Participação no Consumo Total do Ano de 2014 por Grupo de Consumidor por Atividade.

Atividade	Participação no Consumo Total de 2014
Residencial	33%
Comercial	24%
Industrial	18%
Rural	7%
Residencial Baixa Renda	6%
Poder Público	4%
Iluminação Pública	4%
Serviço Público	4%
Total	100%

4.5.2

Elasticidade

A análise empírica é baseada em uma base de dados em painel por distribuidora e mês para o período de janeiro de 2005 a dezembro de 2014. Apenas a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e a Companhia Energética de Roraima (CERR) não estão incluídas neste trabalho por não terem contrato de concessão assinado. Elas conjuntamente representam menos de 0,5% do consumo cativo de 2014.

Os dados mensais para o mercado cativo foram fornecidos pela ANEEL. A base é detalhada por nível de tensão e por atividade para cada distribuidora para os 120 meses. Esses dados são o consumo em MWh e a receita total em Reais. As tarifas médias são calculadas dividindo receita total pelo consumo.

As datas das Revisões Tarifárias são encontradas nos contratos de concessão de cada uma das 61 distribuidoras e nas Resoluções Homologatórias para cada revisão tarifária de cada concessionária. A variável que representa a Revisão Periódica ocorrida no segundo ciclo é uma *dummy* igual a 1 caso naquela

data este ciclo esteja em vigor para determinada distribuidora. O mesmo ocorre para Revisão Periódica ocorrida no terceiro ciclo.

A Tabela 29 apresenta por ano e por segmento as médias mensais e os desvios padrão das variáveis utilizadas na análise empírica.

Tabela 29: Estatísticas Descritivas por Ano.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
RESIDENCIAL										
Consumo MWh	94.621 (159.579)	97.742 (166.821)	104.213 (176.599)	109.534 (185.877)	116.725 (196.248)	124.094 (204.505)	131.577 (214.276)	142.569 (227.631)	148.277 (231.887)	155.263 (233.511)
Tarifa Média Total R\$/MWh	312,79 (34,43)	326,45 (35,72)	331,99 (43,06)	325,42 (46,81)	335,09 (43,83)	336,21 (39,13)	354,43 (43,48)	368,62 (44,23)	313,59 (41,95)	334,88 (47,30)
COMERCIAL										
Consumo MWh	71.525 (130.005)	73.907 (133.093)	78.102 (137.645)	81.970 (142.096)	86.563 (149.020)	91.096 (154.106)	96.162 (161.662)	102.246 (168.751)	105.395 (170.410)	113.131 (185.483)
Tarifa Média Total R\$/MWh	276,46 (33,70)	289,89 (36,66)	294,43 (40,86)	288,07 (41,07)	297,98 (40,99)	298,49 (36,41)	314,61 (40,28)	328,16 (41,71)	283,96 (37,83)	306,74 (44,40)
INDUSTRIAL										
Consumo MWh	97.278 (153.386)	86.754 (135.610)	87.621 (135.145)	96.000 (145.689)	93.307 (140.771)	96.330 (142.875)	93.306 (139.416)	87.084 (131.266)	83.201 (123.125)	83.486 (122.995)
Tarifa Média Total R\$/MWh	195,58 (33,07)	214,33 (34,98)	222,48 (36,70)	221,63 (36,55)	235,48 (40,14)	236,65 (35,23)	253,21 (37,72)	265,45 (37,99)	230,10 (35,51)	251,68 (39,94)

Nota: A tabela reporta por ano as médias mensais e desvios padrão (em parênteses) ao nível da distribuidora para as variáveis utilizadas na análise empírica.

O consumo médio mensal ao nível da distribuidora tem um crescimento médio entre 5% e 6% por ano no período da amostra para o grupo residencial e comercial. As variações anuais tanto do consumo como da tarifa são bastante similares nesses dois grupos.

Desde 2010 o consumo industrial no mercado cativo reduziu a uma taxa média de 5% ao ano e em 2014 ele se estabilizou.

Nos três grupos, existe uma variação substancial das tarifas entre as distribuidoras e a tarifa média de fornecimento apresenta redução acentuada no ano de 2013 devido a Revisão Extraordinária. A redução é resultado da Lei nº 12.783/2013 e foi possível como resultado de três medidas: desoneração de alguns encargos setoriais, renovação das concessões de transmissão e geração e da retirada de subsídios da estrutura tarifária.

O consumo residencial representa em média 44% do total consumido pelos três segmentos, enquanto o comercial responde por 32% e o industrial 24%. Em relação à tarifa média de fornecimento, a tarifa do grupo comercial é em média no período da amostra 11% mais baixa que a tarifa do grupo residencial. Esse valor é

constante de 2005 a 2012 e em 2013 e 2014 essa diferença sofre uma redução de 2 e 3 pontos percentuais, respectivamente.

A tarifa do grupo industrial é em média 30% mais baixa que a tarifa residencial. Mas a diferença entre essas duas tarifas caiu continuamente, indo de 37% em 2005 para 25% em 2014.

4.5.3

Custos da Distribuidora

Os dados sobre a estrutura dos custos das distribuidoras são encontrados nas Notas Técnicas da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL. Para cada distribuidora em cada um dos ciclos de revisão tarifária existe uma Nota Técnica. Esses documentos estão disponíveis no endereço eletrônico da ANEEL.

Na construção da receita requerida da concessionária para determinado ciclo tarifário são listados todos os gastos com cada um dos encargos setoriais, com a conexão e uso da rede de transmissão, com a compra de energia e com os custos gerenciáveis como os operacionais, a remuneração dos ativos e a depreciação. O custo médio geral de compra de energia para a distribuidora para ano tarifário é calculado e esse valor é usado como *proxy* do custo marginal.

Todos os outros custos além da compra de energia são considerados como custo fixo. Como as revisões são realizadas geralmente a cada quatro anos, o estudo é feito para o horizonte de curto prazo. Desta forma, considera-se apenas o custo de comprar mais 1MWh e não o custo de expandir a rede de transporte para o atendimento de mais 1 kW no momento de pico da demanda.

4.6

Resultados

4.6.1

Elasticidade

Nesta subseção, apresentaremos os resultados das estimações da elasticidade preço do primeiro e segundo estágio para os três diferentes grupos de consumidores.

A Tabela 30 apresenta os coeficientes OLS do primeiro estágio para os segmentos residencial, comercial e industrial. Os resultados indicam que, para uma dada distribuidora, em média as revisões periódicas reduzem a tarifa média de fornecimento desta concessionária para os três grupos de consumidores. Os coeficientes são negativos e significativos ao nível de significância de 1%.

Esse resultado é consistente com a regulação por incentivos. Na revisão é definido o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição e este valor só é recalculado na revisão seguinte. Assim, as distribuidoras são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes. Na revisão seguinte, os ganhos de eficiência são refletidos em uma redução tarifária.

Esses fatores em conjunto representam cerca de 50% da variação da tarifa média do consumidor industrial e cerca de quase 40% da variação da tarifa média dos consumidores residenciais e comerciais.

Os coeficientes apresentados na Tabela 31 são estimativas para os parâmetros elasticidade preço do consumidor residencial, comercial e industrial.

Os coeficientes são negativos e significativos ao nível de significância de 1%. Uma alteração na tarifa média tem impacto no consumo ao nível da distribuidora para os três grupos.

Tabela 30: Regressões Primeiro Estágio: Efeito Revisões na Tarifa de Fornecimento para os Grupos de Consumidores Residencial, Comercial e Industrial.

Variável dependente: Ln Tarifa			
	(1)	(2)	(3)
	Residencial	Comercial	Industrial
2CRTP	-0,112*** (0,0137)	-0,0954*** (0,0123)	-0,0821*** (0,0141)
3CRTP	-0,176*** (0,0166)	-0,141*** (0,0154)	-0,0942*** (0,0200)
Observações	7.320	7.319	7,319
R-quadrado	0,368	0,387	0,504
Efeito fixo ano, mês e distribuidora	SIM	SIM	SIM
Distribuidoras	61	61	61

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo da tarifa de fornecimento de energia elétrica. A tabela apresenta os coeficientes OLS com as *dummies* para os Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP) como variáveis independentes. A coluna 1 apresenta o resultado para o mercado residencial, a coluna 2 para o comercial e a 3 para o industrial. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p <0.05, *p<0.1.

Um aumento de 10% na tarifa média de fornecimento reduz em média o consumo residencial em 1,44%, o consumo comercial em 1,59% e o consumo industrial em 8,33% no mercado cativo.

A elasticidade do consumidor industrial é maior em módulo que do consumidor residencial e comercial já que alguns consumidores industriais têm a opção de deixar de participar do mercado cativo migrando para o mercado livre²⁷. Desta forma, o consumidor industrial é mais sensível ao preço médio de fornecimento de energia elétrica.

A questão é que se a própria regulação permite que apenas grandes consumidores atendidos em alta e média tensão possam operar no mercado livre pode não ser ideal utilizar o critério de *Ramsey*. De acordo com essa precificação, as classes de consumidores obrigadas por lei a comprar energia da distribuidora seriam exatamente as que teriam maior desvio entre sua tarifa e o custo marginal.

²⁷No Ambiente de Contratação Livre, os geradores, comercializadores e os consumidores livres têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento.

Tabela 31: Regressões Segundo Estágio: Efeito da Tarifa no Consumo para os Grupos de Consumidores Residencial, Comercial e Industrial.

Variável dependente: Ln Consumo			
	(1)	(2)	(3)
	Residencial	Comercial	Industrial
Ln Tarifa	-0,144*** (0,0482)	-0,159*** (0,0442)	-0,833*** (0,1020)
Observações	7.319	7,319	7,319
R-quadrado	0,758	0,852	0,202
Efeito fixo ano, mês e distribuidora	SIM	SIM	SIM
Distribuidoras	61	61	61
Estatística F do primeiro estágio	432,6	318,1	115,2

Notas: Coeficientes são estimados utilizando uma base de dados em painel por distribuidora e mês, cobrindo o período de 2005 a 2014. A variável dependente é o logaritmo do consumo e os coeficientes 2SLS utilizam como instrumento para a tarifa média de fornecimento as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP). A coluna 1 apresenta o resultado para o mercado residencial, a coluna 2 para o comercial e a 3 para o industrial. Erros padrão robustos entre parênteses; constante omitida. Significância: *** p<0.01, ** p <0.05, *p<0.1.

4.6.2

Custo Marginal

A Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light) fornece energia elétrica para aproximadamente quatro milhões de clientes, em 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro e é a quarta maior distribuidora do Brasil em quantidade de energia distribuída.

O terceiro ciclo de revisão periódica para a Light ocorreu em novembro de 2013 e o custo médio de compra de energia foi calculado como 123,65 R\$/MWh. Com base nas informações de custo da distribuidora, nós podemos assumir que o custo marginal é constante no ano tarifário²⁸.

A Tabela 32 lista os montantes de compra por tipo de contrato. Os Contratos Bilaterais são contratos de livre negociação entre os agentes firmados antes da publicação da Lei no 10.848/2004 e os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) tem os preços estabelecidos de forma concorrencial através dos leilões.

²⁸ No caso da Light de 7 novembro de 2013 a 6 de novembro de 2014.

Cota de Itaipu Binacional refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. Cotas de Angra 1 e 2 refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e 2 e Cota de Concessões Renovadas refere-se à parcela das usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

Tabela 32: Custo com Compra de Energia da Light - 3CRTP.

Contratos	Montante em MWh	Custo Médio em R\$/MWh
Contratos Bilaterais	6.351.000	176,34
CCEAR - velha hidráulica	2.772.376	117,19
CCEAR - nova hidráulica	1.286.167	162,39
CCEAR - nova térmica/outras	3.053.736	219,43
Cota Angra I e II	799.067	135,67
Cota Concessões Renovadas	6.596.771	32,89
Cota Itaipu	5.872.467	111,75
Total	26.731.584	123,65

O valor da cota das Concessões Renovadas é apenas 28% do valor médio dos contratos de “energia velha”²⁹. Esse valor é resultado da medida do governo de antecipação da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica outorgadas antes de 1995 e que foram prorrogadas uma vez por vinte anos com prazo final a partir de 2015. Como contrapartida à prorrogação, a receita destes geradores não inclui mais a depreciação e a remuneração dos ativos.

Se ao invés de considerarmos que o custo marginal é apenas o custo médio de compra de energia pela distribuidora e acrescentarmos o custo marginal de expansão do sistema elétrico, o custo marginal será diferente para os cada um dos tipos de consumidores.

Como a classe residencial é atendida em baixa tensão e a rede de distribuição é uma rede de transporte, esse grupo está mais distante e por isso tem um custo maior do que os atendidos em alta e média tensão. A Tabela 33

²⁹ Na criação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro em 2004, o mercado de geração foi dividido em dois segmentos: No primeiro é negociada apenas a produção das usinas existentes, em sua maioria propriedade do Estado, chamada de energia velha. Em outro mercado separado, a energia proveniente dos novos projetos é comercializada a preços mais elevados de forma a remunerar adequadamente novos investimentos, chamada de energia nova. Fonte: (Schutze, 2010).

apresenta os custos marginais de expansão médios das concessionárias que foram utilizados nos dois primeiros ciclos de revisão tarifária.

Tabela 33: Custo Marginal de Expansão Médio³⁰.

Grupo	Custo Marginal de Expansão R\$/kW.ano
A2	29,13
A3	35,56
A3a	36,63
A4	41,15
BT	57,10

Conforme mostrado na subseção 4.5.1, 91% do consumo industrial e 45% do comercial têm o atendimento em média e alta tensão. Desta forma, o custo marginal de expansão é maior para o residencial e menor para o industrial entre os três grupos.

O valor utilizado é uma média ponderada pelo consumo atendido em cada nível de tensão. O custo marginal é o custo médio com a compra de energia de 123,65 R\$/MWh acrescido de 6,51 R\$/MWh para o grupo residencial, 5,69 R\$/MWh para o comercial e 4,67 R\$/MWh para o industrial³¹.

4.6.3

Número de Ramsey

A Tabela 34 detalha os custos a serem recuperados pela Light pelos custos de distribuição, transmissão e encargos. O valor mensal de custo fixo é de aproximadamente 229 milhões de reais.

O fator k é o efeito fixo na estimação da equação de demanda por energia elétrica para cada um dos três grupos de consumidores. O efeito fixo da distribuidora Light, do mês e do ano são somados a constante da regressão. Para o período de janeiro de 2005 a dezembro de 2014, a média desses valores é: 1.412.431; 1.274.857 e 14.722.358 para o grupo residencial, comercial e industrial, respectivamente.

³⁰ Fonte: (Fugimoto, 2010)

³¹ 1 R\$/kW.ano \cong 0,114 R\$/MWh

Tabela 34: Custo Fixo Light - 3CRTP.

Descrição dos Custos	Valor em 1.000 R\$
Encargos Setoriais	141.963
Conexão e Uso Transmissão	259.352
Custo de O&M da distribuidora	771.844
Custo dos Ativos da distribuidora	1.299.282
Outros custos da distribuidora	274.318
Total Anual	2.746.759
Média mensal	228.897

Com as informações do custo marginal, custo fixo e fator escalar k para cada grupo de consumidor é possível calcular o número de *Ramsey* R de acordo com a equação 6. O valor encontrado é de 0,093 e de 0,091 no caso de considerarmos também o custo marginal de expansão.

4.6.4

Tarifas de *Ramsey*

As tarifas de *Ramsey* para os consumidores residencial, comercial e industrial podem ser derivadas utilizando a equação 4 e os valores da elasticidade preço da demanda, do custo marginal e do número de *Ramsey*. As tarifas são apresentadas na Tabela 35.

O preço de *Ramsey* para o grupo residencial excede o preço médio após o terceiro ciclo de revisão periódica da Light em 6% e para o grupo comercial em 2%. Ao mesmo tempo, o preço para o consumidor industrial é maior que o preço de *Ramsey* em 46%. Os consumidores conjuntamente deixariam de gastar cerca treze milhões de reais mensais, o que equivale a 3% da receita da concessionária de aproximadamente quatrocentos milhões de reais por mês.

Tabela 35: Exemplo Numérico de Tarifas Ramsey - LIGHT 3CRTP.

	Tarifa de Ramsey (R\$/MWh)	Tarifa Vigente no Período (R\$/MWh)	Variação %
Residencial	347	327	6%
Comercial	297	291	2%
Industrial	139	259	-46%

De acordo com o critério de precificação quase-ótimo, a tarifa do consumidor industrial deveria cair bastante enquanto do residencial e comercial deveria subir pouco para aumentar o bem-estar total do consumidor.

A Tabela 36 apresenta as tarifas onde o custo marginal inclui o custo de expansão e assim, as tarifas para os três grupos de consumidores têm um acréscimo em relação aos valores da Tabela 35. O aumento das tarifas dos grupos residencial e comercial em relação às tarifas praticadas são 9% e 4%, respectivamente. E a redução da tarifa para o consumidor industrial de 44%.

Esse resultado não altera a conclusão que, de acordo com a precificação quase-ótima, as tarifas para os consumidores residenciais e comerciais devem aumentar proporcionalmente menos do que a tarifa para o grupo industrial deve diminuir.

Tabela 36: Exemplo Numérico de Tarifas Ramsey Incluindo Custo Marginal de Expansão - LIGHT 3CRTP

	Tarifa de Ramsey (R\$/MWh)	Tarifa Vigente no Período (R\$/MWh)	Variação %
Residencial	354	327	9%
Comercial	303	291	4%
Industrial	144	259	-44%

4.7

Conclusão

O preço de Ramsey excede o preço praticado em 6% para o grupo residencial e em 2% para o grupo comercial, enquanto é inferior em 46% para o consumidor industrial. Segundo esse critério quase-ótimo, as tarifas dos consumidores residenciais e comerciais devem aumentar no Brasil e a tarifa dos

consumidores industriais deve sofrer uma redução proporcionalmente maior para que as tarifas praticadas se igualem ao conjunto de preços mais eficiente dada à restrição que a distribuidora não incorra em prejuízo.

Na prática, o modelo de precificação de *Ramsey* tem duas limitações. Em primeiro lugar, o órgão regulador deve conhecer as demandas dos diferentes grupos de consumidores e a função de custo das empresas de energia elétrica. Em segundo lugar, o modelo de *Ramsey* maximiza o excedente do consumidor, sem levar em consideração a distribuição dos excedentes do consumidor entre os diferentes grupos de usuários. No entanto, a distribuição de excedente do consumidor pode ser muito importante para a sociedade, especialmente quando a redistribuição posterior é difícil.

Segundo esse modelo, a tarifa para os consumidores residencial e comercial no Brasil devem subir um pouco e a tarifa para o grupo industrial deve obter uma queda mais acentuada.

A tarifa de eletricidade dos grupos residencial baixa renda e rural são determinadas como uma porcentagem da tarifa para o consumidor residencial. Assim, se esta tarifa for muito elevada, esses consumidores podem perder o acesso a esse bem. Isso vai contra o objetivo do governo de universalização dos serviços públicos de energia elétrica.

Uma solução para aplicar a precificação de *Ramsey* e aumentar o bem estar total é aumentar o desconto para essas classes de menor renda ou adicionar diferentes pesos na função de bem estar para os diferentes grupos de consumidores.

A outra questão é que como a própria regulação faz com que a classe industrial tenha maior elasticidade pode não ser a melhor opção adotar esse critério de precificação. A tarifa do tipo de consumidor que tem a opção de migrar para o mercado livre seria exatamente a que sofreria redução com a adoção desta metodologia para determinar a estrutura tarifária.

Referências bibliográficas

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. *Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (27 de fevereiro de 2015). Resolução Homologatória número 1.859. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (16 de abril de 2013). Resolução Normativa número 547. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (17 de dezembro de 2013). Resolução Normativa número 593. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (17 de dezembro de 2013). Resolução Normativa número 593. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (30 de setembro de 2014). Resolução Normativa número 626. Brasília: ANEEL.

(ANEEL), Agência Nacional de Energia Elétrica. (2013). *Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública* (6 ed.). Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (2009). Nota Técnica número 271. Brasília: SRE-SRD/ANEEL.

(ANEEL), Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Resolução Normativa número 414: atualizada até a REN499/2012*. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (2015). Aprimoramento da metodologia de estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. *Nota Técnica 92* . Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. *Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)*.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (2009). Proposta de Ateração Metodológica da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. *Nota Técnica 271* . Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (22 de novembro de 2011). Resolução Normativa 464. Brasília: ANEEL.

(ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica. (2013). Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Light Serviços de Eletricidade S/A. - Light. *Nota Técnica 484*. Brasília: Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL.

(ANEEL), Agência Nacional de Energia Elétrica. (2013). *Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública* (6 ed.). Brasília: ANEEL.

Alberini, A., & Fillipini, M. (2011). Response of residential electricity demand to price: The effect of measurement error. *Energy Economics*, 33, pp. 889-895.

Andrade, T., & Lobão, W. (1997). Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil. *Texto para Discussão do IPEA*, 489.

Baumol, W. J., & Bradford, D. F. (1970). Optimal Departures From Marginal Cost Pricing. *American Economic Association*, 60, 265-283.

Bernstein, M. A., & Griffin, J. (2005). *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy*. The RAND Corporation Technical Report.

Berry, S. K. (2000). Stranded costs, access charges, and Ramsey pricing in the U.S. electric utility industry. *The Quarterly Review Of Economics and Finance*, 40, 503-517.

Costa, F. (2012). Can Rationing Affect Long Run Behavior? Evidence from Brazil. *Mimeo, London School of Economics*.

Delgado, M. A. (2011). *A Estrutura Tarifária em Monopólios Naturais: Novas Reflexões no Setor Elétrico*. Rio de Janeiro: Synergia.

Dubin, J., & McFadden, D. (1984). Econometric Analysis of Residential Electric Appliance Holdings and Consumption. *Econometrica*, 52 (2), pp. 345-362.

El Hage, F. S., Ferraz, L. P., & Delgado, M. A. (2013). *A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e Aplicação*. Brasília: Synergia.

Ferreira, C. (2000). Privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: A. Castelar, & K. Fukasako, *A Privatização no Brasil: O Caso das Utilidades Públicas*. BNDES.

Fugimoto, S. K. (2010). *Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas*. Tese (Doutorado em engenharia), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo.

Hollanda, L., Dias, V., & Saraiva, J. (s.d.). A Microdata Approach to Household Electricity Demand in Brazil. *Mimeo, Fundação Getúlio Vargas*.

Joskow, P., & Marron, D. (1991). What does a megawatt really costs? *Discussion Paper*. MIT - CEPR 91, 016WP.

Kim, H. Y. (1995). Marginal Cost and Second-Best Pricing for Water Services. *Review Of Industrial Organization*, 10, 323-338.

- Kopsakangas-Savolainen, M. (2004). The welfare effects of different pricing schemes for electricity distribution in Finland. *Energy Policy*, 32, 1429-1435.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1993). *A Theory Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1994). Access pricing and competition. *European Economic Review*, 38, pp. 1673-1710.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1996). Creating competition through interconnection: theory and practice. *Journal of Regulatory Economics*, 10, pp. 227-256.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1990). The Regulation of Multiproduct Firms, Part I: Theory. *Journal of Public Economics*, 43, 1-36.
- Li, N., Chen, L., & Low, S. H. (2011). Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks. *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (pp. 1-8).
- Loughran, D., & Kulick, J. (2004). Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States. *The Energy Journal*, 25 (1), pp. 19-43.
- Matsukawa, I., Madono, S., & Nakashima, T. (1993). An Empirical Analysis of Ramsey Pricing in Japanese Electric Utilities. *Journal of the Japanese and International Economies*, 7, 256-276.
- Modiano, E. M. (1984). Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. *Texto para discussão PUC/RJ*, 68.
- Morrison, S. A. (1982). The structure of landing fees at uncongested airports: an application of ramsey pricing. *Journal of Transport Economics and Policy* .
- Nahata, B., Izyumov, A., Busygin, V., & Mishura, A. (2007). Application of Ramsey model in transition economy: A Russian case study. *Energy Economics*, 29, 105-125.
- Nelson, J. P., Roberts, M. J., & Tromp, E. P. (1987). An Analysis of Ramsey Pricing in Electric Utilities. In: M. A. Crew, *Regulation Utilities in an Era of Deregulation* (pp. 111-136). London: Macmillan.
- Paul, A., Myers, E., & Palmer, K. (2009). A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season and Sector. *Discussion Paper* . Resources for the Future.
- Pimenta, A., Notini, H., & Maciel, L. (2009). Brazilian Electricity Demand Estimation: What Has Changed after the Rationing in 2001? An Application of Time Varying Parameter Error Correction Model. *Mimeo, Fundação Getúlio Vargas* .
- Presidência da República. (30 de julho de 2004). Decreto número 5.163. Brasília.

- Presidência da República. (15 de março de 2004). Lei número 10.848. Brasília.
- Presidência da República. (9 de dezembro de 2009). Lei número 12.111. Brasília.
- Presidência da República. (20 de janeiro de 2010). Lei número 12.212. Brasília.
- Presidência da República. (11 de janeiro de 2013). Lei número 12.783. Brasília.
- Presidência da República. (11 de setembro de 2012). Medida Provisória número 579. Brasília.
- Qi, F., Zhang, L., Wei, B., & Que, G. (2008). An Application of Ramsey Pricing Solving the Cross-subsidies in Chinese Electricity Tariffs. *Third Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, (pp. 442-447). Nanjuing.
- Raineri, R., & Giaconi, P. (2005). Price and access charge discrimination in electricity distribution: An application to the Chilean Case. *Energy Economics*, 27, 771-790.
- Ramsey, F. (1927). A Contribution to the Theory of Taxation. *Economic Journal*, 37, pp. 47-61.
- Reiss, P., & White, M. (2005). Household Electricity Demand, Revisited. *Review of Economic Studies*, 72, pp. 853-883.
- Reiss, P., & White, M. (2008). What Changes Energy Consumption? Prices and Public Pressures. *RAND Journal of Economics*, 39 (3), pp. 636-663.
- Schmidt, C., & Lima, M. (2004). Demanda por Energia Elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Economia*, 58 (1), pp. 67-98.
- Schutze, A. M. (2010). *Efeitos da Regulação no Custo de Aquisição de Energia Elétrica no Brasil*. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial), Fundação Getulio Vargas (FGV), Escola de Pós-Graduação em Economia (EPGE), Rio de Janeiro.
- Scott, F. A. (1986). Assessing USA Postal Ratemaking: An Application Of Ramsey Prices. *The Journal Of Industrial Economics*, 34, 279-290.
- Silk, J., & Joutz, F. (1997). Short and long-run elasticities in US residential electricity demand: a co-integration approach. *Energy Economics*, 19, pp. 493-513.
- Siqueira, M. L., Cordeiro JR., H. H., & Castelar, I. (2006). A demanda por energia elétrica no nordeste brasileiro após o racionamento de 2001-2002: previsões de longo prazo. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, 36 (1), pp. 137-178.
- Taylor, L. (1975). The Demand For Electricity: A Survey. *The Bell Journal of Economics*, 6 (1), pp. 74-110.
- Wooldridge, J. (2001). *Econometric analysis of cross section and panel data*. The MIT Press.

Woo, C.-K., Seeto, D., & Horowitz, I. (1996). Ramsey pricing of electricity under unknown bypass costs. *The Energy Journal*, 17, 59-77.

Anexos

Anexo 1 – Composição TUSD e TE

Abaixo a composição da TUSD:

1. TUSD TRANSPORTE = TUSD FIO A + TUSD FIO B. A TUSD FIO A é formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros que são o uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira, o uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição quando aplicáveis. TUSD FIO B é formada por custos regulatórios pelo uso dos ativos da própria distribuidora que são o custo de operação e manutenção, quota de reintegração regulatória e a remuneração dos ativos.

2. TUSD ENCARGOS SETORIAIS.

3. TUSD PERDAS. Perdas técnicas do sistema das distribuidoras, perdas não técnicas e perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

A parte da tarifa que cobre os custos gerenciáveis das distribuidoras, TUSD FIO B, inclui os custos de operação e manutenção referentes à prestação dos serviços de distribuição como gastos com pessoal, administração, materiais, aluguéis e etc., a remuneração dos ativos pelo custo de capital e quota de reintegração regulatória. A taxa de depreciação é baseada na vida útil média esperada dos ativos.

Abaixo a composição da TE:

1. TE ENERGIA. É a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor.

2. TE ENCARGOS SETORIAIS.

3. TE TRANSPORTE. É a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e a Rede Básica de Itaipu.

4. TE PERDAS. Perdas da Rede Básica de transmissão.

Os custos relativos às perdas elétricas dividem-se em dois: perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são inerentes a qualquer circuito elétrico. Qualquer fio condutor possui resistência elétrica, que causará a transformação da passagem de corrente elétrica em calor. Assim, todos os consumidores pagam pelas perdas técnicas de energia ocasionadas pelo seu próprio consumo. Já as perdas não técnicas são resultantes de furtos e problemas de medição. A ANEEL se utiliza de métodos regulatórios para determinar qual o nível máximo de perdas não técnicas que as distribuidoras podem repassar às tarifas. Esse método depende sobremaneira da área de concessão na qual a distribuidora está inserida. Áreas com maior complexidade social terão permissão de repasse maior das perdas não técnicas no valor das tarifas.

A parte da tarifa destinada às geradoras, TE ENERGIA, é determinado pelos seguintes contratos segundo o decreto 5.163/2004:

- Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) onde os preços são estabelecidos de forma concorrencial através dos leilões;
- Contratos Bilaterais que são contratos de livre negociação entre os agentes firmados antes da publicação da Lei no 10.848/2004;
- Cota do PROINFA que se refere à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
- Cota de Itaipu Binacional que se refere à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As distribuidoras situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Itaipu;
- Contratos de geração distribuída realizados de acordo com o Decreto 5163/2004. Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador;
- Cotas de Angra 1 e 2 que se refere à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e 2 com as distribuidoras que atuam no SIN de forma compulsória conforme a Lei 12.111/2009 (Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012);

- Cota de Concessões Renovadas refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012).

Anexo 2 – Estrutura Tarifária Horo-Sazonal

A estrutura tarifária Horo-sazonal é segmentada nos seguintes períodos:

- Horário de ponta (P): período definido pela empresa e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados definidos por lei federal.

- Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto de horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta;

- Período úmido (U): período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;

- Período seco (S): período de sete meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos de maio a novembro.

A Tarifa Horo-sazonal Azul é a modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia (ponta e fora de ponta) e os períodos do ano (seco ou úmido), bem como de tarifas diferenciadas de potência demandada de acordo com as horas de utilização do dia.

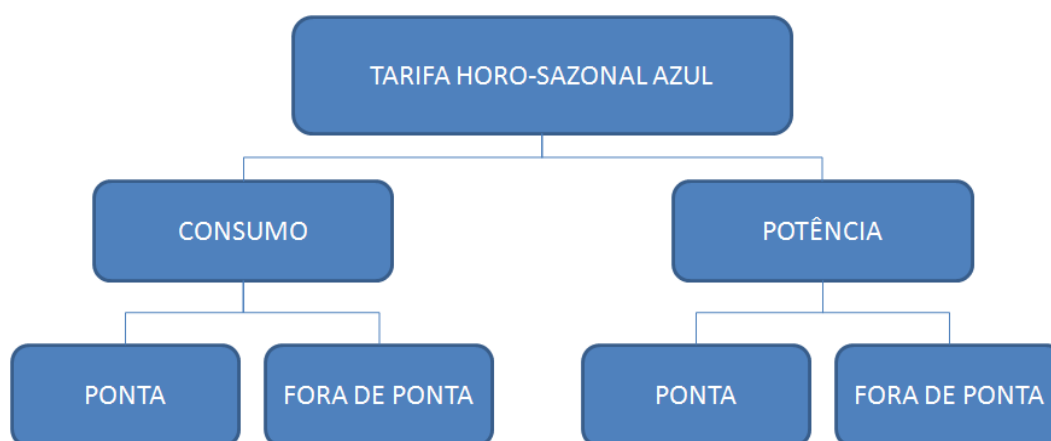


Figura 7: Modalidade Tarifária Horo-sazonal Azul.

A Tarifa Horo-sazonal Verde é a modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de potência.

Tanto para a Tarifa Horo-sazonal Azul como para a Verde, a partir da publicação da resolução homologatória da revisão tarifária do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), deve ser considerada para o consumo de energia uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kWh) e uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kWh). Não existindo mais a diferenciação por período seco e úmido.

A modalidade Azul e a Verde possuem duas tarifas de energia (TE) em R\$/kWh, uma para ponta e outra para o período fora de ponta. Mas enquanto a Horo-Sazonal Verde diferencia o período de utilização do dia da tarifa de distribuição (TUSD) através da parte relacionada ao consumo de energia (R\$/kWh), a Horo-Sazonal Azul faz na parte relacionada à disponibilidade de potência (R\$/kW). O anexo 3 mostra, como exemplo, as tarifas vigentes atualmente para a distribuidora AES ELETROPAULO.

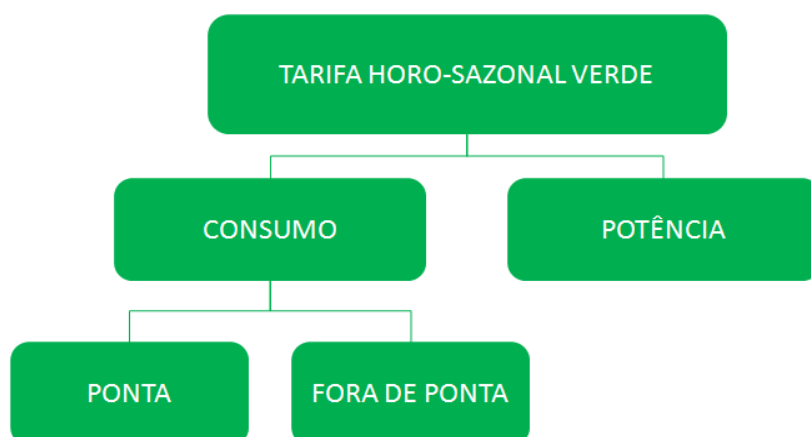


Figura 8: Modalidade Tarifária Horo-sazonal Verde.

As unidades consumidoras são enquadradas nas modalidades tarifárias conforme os seguintes critérios:

I – na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV (A1, A2 e A3);

II – na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV (A3a, A4 e AS) e potência contratada igual ou superior a 300 kW; e

III – na modalidade tarifária convencional binômica, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV (A3a, A4 e AS) e potência contratada inferior a 300 kW.

Subgrupo	MODALIDADE TARIFÁRIA		
	Convencional	THS Azul	THS Verde
A1	Impedido	Compulsório	Impedido
A2			
A3			
A3a	Disponível para potência inferior a 300 kW.	Disponível para potência maior a 30 kW.	Disponível para potência maior a 30 kW.
A4			
AS			

Figura 9: Modalidade Tarifária.

Em linhas gerais, a estrutura Convencional é indicada para unidades consumidoras comerciais onde o período de maior utilização da energia elétrica ocorre por volta das 18 às 21 horas. Já a estrutura Horó-sazonal Verde é mais indicada para a unidade consumidora que consegue paralisar suas atividades no horário de ponta, considerando que a tarifa de consumo daquele horário é muito mais cara. A estrutura Horó-sazonal Azul é, normalmente, mais recomendada às unidades consumidoras industriais que tenham dificuldade em diminuir ou paralisar suas atividades no horário de ponta, e, portanto, apresentam um consumo significativo de energia elétrica nesse período, além de apresentarem um elevado grau de eficiência na utilização da potência contratada, ou seja, apresentam um consumo maior por quilowatt de potência.

A alteração de modalidade tarifária deve ser efetuada a pedido do consumidor, desde que a alteração precedente tenha sido anterior aos doze últimos ciclos de faturamento; desde que o pedido seja apresentado em até três ciclos completos de faturamento posteriores à revisão tarifária da distribuidora; ou quando ocorrer alteração na demanda contratada ou na tensão de fornecimento que impliquem em novo enquadramento.

**Anexo 3 – Exemplo de tarifação da distribuidora AES
ELETROPAULO de acordo com Resolução Homologatória
1.858 de 02/03/2015.**

BAIXA TENSÃO		
	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)
B1- Residencial	0,20086	0,17096
B2 - Rural	0,14060	0,11967
B3 - Comercial/Industrial	0,20125	0,17266

MÉDIA E ALTA TENSÃO				
Modalidade Tarifária Convencional				
Consumo	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)		
A3a	0,19930	0,07108		
A4	0,20002	0,05826		
AS	0,19943	0,05750		
Potência	TUSD (R\$/kW)			
A3a	17,88			
A3a	14,64			
AS	18,47			
Modalidade Tarifária Horo-sazonal Verde				
Consumo	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A3a	0,31301	0,19092	0,41262	0,07411
A4	0,31299	0,19091	0,38526	0,06941
AS	0,31293	0,19087	0,65969	0,08599
Potência	TUSD (R\$/kW)			
A3a	8,66			
A4	8,08			
AS	10,56			
Modalidade Tarifária Horo-sazonal Azul				
Consumo	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A2	0,31308	0,19096	0,06404	0,06404
A3a	0,31301	0,19092	0,07307	0,07307
A4	0,31299	0,19091	0,07019	0,07019
AS	0,31293	0,19087	0,08696	0,08696
Potência	TUSD (R\$/kW)			
	Ponta	Fora Ponta		
A2	7,29	4,52		
A3a	13,66	8,54		
A4	13,07	8,17		
AS	23,73	10,68		

Anexo 4 - Formas de rateio dos componentes tarifários.

Tarifa	Forma de Rateio	Medida
TE		
TE - Tarifa de Energia	selo	R\$/MWh
TUSD Transporte		
FIO A	fatores de perdas de potência e de proporção de fluxo de potência	R\$/kW
FIO B	custo marginal de capacidade exceto custos comerciais: proporcional ao NUC	R\$/kW
TUSD Encargos		
TFSEE	proporção da receita FIO B	R\$/MWh
CDE, ONS e PROINFA	selo	R\$/MWh
P&D_EE	proporção dos outros componentes da TUSD exceto CDE	R\$/MWh
TUSD Perdas		
Perdas Técnicas	fator perdas de energia	R\$/MWh
Perdas Não Técnicas	selo	R\$/MWh

Notas: NUC=número de unidades consumidoras

Fonte: ((ANEEL) Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015)