

Análise do comportamento dos consumidores no âmbito dos ambientes de contratação livre e regulada do mercado brasileiro de energia elétrica

Thaís Riether Vizioli

Orientadora: Prof(a). Dr(a). Geovana Lorena Bertussi

Brasília – DF

Março de 2017

Análise do comportamento dos consumidores no âmbito dos ambientes de contratação livre e regulada do mercado brasileiro de energia elétrica

Thaís Riether Vizioli

Orientadora: Prof(a). Dr(a). Geovana Lorena Bertussi

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão Pública, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia.

Brasília – DF

Março de 2017

Thaís Riether Vizioli

Análise do comportamento dos consumidores no âmbito dos ambientes de contratação livre e regulada do mercado brasileiro de energia elétrica

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão Pública, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia.

Banca Examinadora:

Prof(a). Dr(a). Geovana Lorena Bertussi
Orientador (UnB/FACE)

Prof(a). Dr(a). Ana Carolina Zoghbi
Membro interno (UnB/FACE)

Dr. Gustavo José de Guimarães e Souza
Membro externo (Ministério da Fazenda)

31 de março de 2017

AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial a meus pais e meus irmãos, pelo incentivo e inspiração.

Ao meu companheiro de vida e de sonhos, Guilherme, por toda compreensão e amor dedicados.

Aos meus amigos e aos colegas de pós-graduação, pelo apoio e companhia.

Aos professores do Departamento de Economia, pela generosidade de compartilhar seus conhecimentos. Em especial, à professora Geovana, cuja amizade, conselhos e atenta supervisão foram essenciais não apenas para a conclusão deste trabalho, mas para todo o sucesso em minha aventura no meio acadêmico. Estendo o cumprimento à professora Ana Carolina, pela ajuda para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos, chefes e colegas de trabalho, por todos os ensinamentos e pelo suporte oferecido. Agradeço especialmente ao Gustavo, cujas dicas e apoio foram de suma importância para este trabalho.

RESUMO

A existência de dois ambientes de contratação no mercado brasileiro de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulada, tem sido ignorada pela literatura que busca estimar a elasticidade-preço da demanda por eletricidade. Este trabalho procura mostrar que as diferenças entre os dois ambientes são substanciais e refletem-se no comportamento dos consumidores em cada mercado. Em especial, estimações com dados em painel mostram que os consumidores do mercado livre são muito mais sensíveis a alterações na tarifa de energia elétrica do que os consumidores regulados.

Palavras-chave: Elasticidade-preço; energia elétrica; ambiente de contratação livre; ambiente de contratação regulada.

ABSTRACT

The existence of two contracting markets in the Brazilian electricity sector, the Free Contracting Market and the Regulated Contracting Market, has been ignored by the literature that estimated the demand price elasticity for electricity. This work aims to show that the differences between the two markets are substantial and are reflected in the consumer's behavior. In particular, panel-based estimates show that free-market consumers are much more responsive to changes in electricity tariffs than regulated ones.

Keywords: Price elasticity; electricity; free contract market; regulated contract market.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.....	15
Gráfico 2 - Formação Bruta de Capital Fixo – Energia Elétrica (% PIB).....	16
Gráfico 3 – Consumo de eletricidade – quantidade em GWh e crescimento anual.....	37
Gráfico 4 – Consumo de eletricidade na rede por classe, em GWh, 2015.....	37
Gráfico 5 – Formação Bruta de Capital Fixo – variação percentual (%) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.....	40
Gráfico 6 – PLD da região Sudeste/Centro-Oeste.....	44
Gráfico 7 – Participação do ACL no consumo de energia elétrica.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classes consumidoras por ambiente de contratação.....	64
Tabela 2 – Resultados dos testes.....	67
Tabela 3 – Resultados das estimativas – Demanda total.....	72
Tabela 4 – Resultados estimativas – comparação consumo com consumo “útil”.....	73
Tabela 5 – Resultados estimativas – ACL.....	75
Tabela 6 – Resultados estimativas – ACL - comparação consumo com consumo “útil”	76
Tabela 7 – Resultados estimativas - ACR.....	77
Tabela 8 – Resultados estimativas – ACL - comparação consumo com consumo “útil”	78
Tabela 9 - Resumo dos modelos e resultados dos trabalhos abordados na revisão de literatura.....	88
Tabela 10 – Descrição das variáveis.....	90

SUMÁRIO

1. Introdução	10
2. Construção dos marcos regulatório e institucional e panorama do setor elétrico brasileiro.....	11
3. Revisão da Literatura Empírica sobre Demanda de Energia Elétrica.....	46
4. Metodologia	62
5. Resultados	70
6. Conclusões	79
REFERÊNCIAS	82
APÊNDICE A	88
APÊNDICE B	90

1. Introdução

O setor elétrico brasileiro passou por profundas alterações durante a década de 90. Várias medidas institucionais voltadas à atração de investimentos externos e privados foram adotadas, dentre as quais destaca-se a flexibilização da forma de comercialização de energia elétrica mediante a criação do mercado livre (Magalhães, 2009).

Atualmente o Mercado Livre de Energia representa 25% de toda a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa peculiaridade do setor elétrico, contudo, vem sendo desconsiderada pela literatura econômica que procura estimar a função demanda de energia elétrica do Brasil.

Ademais, a existência de crises setoriais, como a que se deu a partir de 2013, traz à tona a necessidade de se explorar o potencial de respostas da demanda, opção que tem capacidade de produzir resultados rápidos e a um custo relativamente baixo, pois está mais ligada ao comportamento e à tecnologia do que a grandes investimentos em novas instalações de geração e transmissão. Trata-se de alternativa particularmente útil no gerenciamento de crises como a que hoje se configura.

Dessa forma, conhecer pormenorizadamente as características de demanda de energia elétrica no País, bem como suas elasticidades em relação ao preço, é fundamental para uma política de tarifas adequada, com vistas à maior eficiência. É neste aspecto que se insere a contribuição desse trabalho.

Portanto, o objetivo deste trabalho, além de atualizar a literatura sobre o tema com relação ao caso brasileiro, é trazer à análise e à estimação da elasticidade-preço por energia elétrica as peculiaridades setoriais, utilizando para tanto um conjunto maior de informações. Em especial, buscar-se-á obter estimativas sobre as elasticidades-preço da demanda por eletricidade dos ambientes de Contratação Livre e Regulada no período compreendido entre janeiro de 2003 e junho de 2016, peculiaridade setorial até então desconsiderada pela literatura. Dentre as inovações marginais da especificação do modelo, destacamos a inclusão das bandeiras tarifárias, implementadas a partir de 2015; uma *dummy* para a isenção do IPI da linha branca; uma variável de controle de qualidade; e alternativas de índices de preços de bens complementares e substitutos à eletricidade.

O capítulo 2 trata da construção dos marcos regulatório e institucional e do panorama do setor elétrico brasileiro, e abrange a reforma que ocorreu na década de 1990, a crise energética de 2001, a reforma implementada na década de 2000 e as características do setor elétrico dela resultantes. Ainda, o capítulo aborda a configuração do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ressaltando a importância de considerá-los separadamente quando da estimação da elasticidade-preço da demanda por eletricidade.

O capítulo 3 abrange a revisão da literatura internacional e nacional empíricas sobre demanda de energia elétrica, com o intuito de basear o modelo a ser estimado, levando-se em consideração as características listadas no capítulo 3.

O capítulo 4, destinado à metodologia, debruça-se à descrição dos dados e dos testes realizados para a definição do modelo a ser estimado. O capítulo seguinte traz os resultados das estimações, e o último capítulo abrange as principais conclusões deste trabalho.

2. Construção dos marcos regulatório e institucional e panorama do setor elétrico brasileiro

A análise do comportamento dos consumidores, bem como a especificação do modelo econométrico, prescinde de conhecimento pormenorizado da construção do atual marco regulatório e institucional do setor elétrico brasileiro. Em especial, as reformas que ocorreram nas décadas de 1990 e 2000 tiveram impacto significativo sobre a demanda por eletricidade, sendo fundamental conhecê-las para melhor compreensão do setor.

2.1. Reforma da década de 1990 e a crise energética de 2001

O final da década de 1980 e o início da década seguinte, no Brasil, foram marcados por crises de abastecimento, inadimplência por parte de concessionárias públicas, ineficiência e incapacidade do Estado em sustentar os investimentos públicos (IPEA, 2012). Assim, o potencial do sistema, então consolidado em grandes empresas estatais de infraestrutura havia se esgotado no meio da década de 1980

(Leite, 2007). As concessionárias não reuniam condições econômico-financeiras que lhes permitissem a expansão necessária do sistema para o suprimento adequado do consumo de eletricidade.

Alguns motivos para isso foram a falência fiscal do Estado (quadro que veio se agravando desde os anos 70), os inúmeros planos de estabilização da segunda metade dos anos 80 (que congelaram preços de tarifas do setor, fazendo com que os reajustes fossem abaixo da inflação), bem como a desvalorização cambial promovida pelo governo nesse mesmo período com o objetivo de melhorar o desempenho do setor externo, mas que tiveram impacto de aprofundar as dívidas das empresas do setor elétrico.

Tornou-se crescente a percepção de que a contribuição do governo como provedor e operador dos serviços de infraestrutura era insuficiente. Assim, acompanhando a tendência mundial de reestruturação dos setores de infraestrutura, optou-se por transferir à iniciativa privada a responsabilidade sobre os investimentos e sobre a operação do setor. Segundo Leite (2007), o processo de mudança teve início com a promulgação da Constituição Federal de 1988. A partir de então, toda concessão de serviço público passou a ser objeto de licitação pública aberta (art. 175 da Constituição Federal).

Esse processo fez com que a privatização e a regulação dessas atividades reestabelecessem posição dominante a partir da década de 1990. Segundo IPEA (2012), a reforma do setor elétrico foi, de fato, iniciada em 1993, com o advento da Lei nº 8.631, que determinou o fim da tarifa única de energia elétrica, além de tornar obrigatória a assinatura de contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores. O fim da tarifa única, no entanto, propiciou o aumento da presença de tributos cumulativos, ampliando a carga fiscal no setor (Leite, 2007).

Ainda em 1993, foi autorizada a formação de consórcios de geração de eletricidade entre concessionárias e autoprodutores (Decreto nº 915, de 1993). De acordo com Leite (2007), o processo de revisão constitucional, iniciado em 1993 e intensificado a partir de 1995 com a eleição de Fernando Henrique Cardoso, fundamentou-se em três objetivos principais: retirada do Estado de atividades empresariais, supressão de restrições ao capital estrangeiro e estabelecimento de mercados competitivos em áreas antes ocupadas por monopólios estatais.

No mesmo ano, foi promulgada a Lei das Concessões (Lei nº 8.987/1995), que dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos, previsto na Constituição. Também em 1995, com a Lei nº 9.074, flexibilizou-se a forma de comercialização de energia elétrica mediante a criação do mercado livre (Magalhães, 2009).

A Lei nº 9.074/1995 criou a figura do consumidor livre e do produtor independente de energia elétrica e estabeleceu o direito de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. No entanto, a abertura do mercado livre foi gradual. Inicialmente, entre 1995 e 1999, somente consumidores com carga superior a 10 MW e com nível de tensão superior a 69 kV poderiam atuar no mercado livre. A partir de 2000, o limite de carga foi reduzido para 3 MW e a exigência do nível de tensão foi mantida apenas para consumidores conectados antes da promulgação da lei. Para novas unidades conectadas a partir de 8 de julho de 1995, apenas a carga mínima é exigida (Magalhães, 2009).

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2011), foi apenas entre 1996 e 1998 que se implantou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, que definiu o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (NMISE), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Uma das alterações fundamentais introduzidas pelo NMISE foi a desverticalização das empresas integradas, segregando as atividades relacionadas à geração, transmissão e distribuição, com vistas a introduzir a competição, permitindo a participação de empresas distintas em diferentes atividades de uma mesma cadeia (Leite, 2007; IPEA, 2010 e 2012).

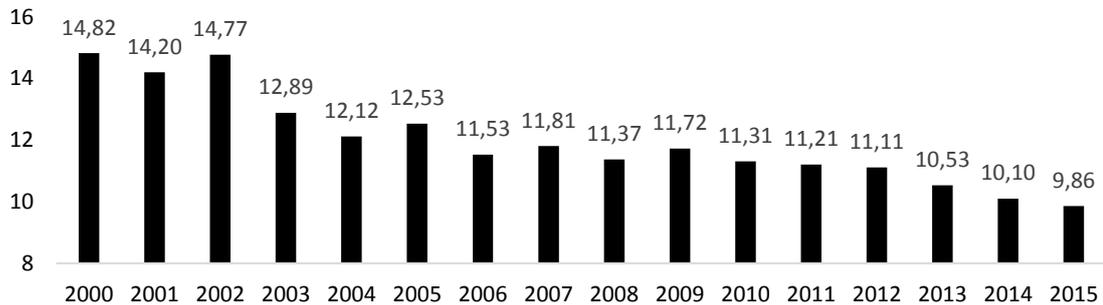
Os novos contratos de compra e venda de energia, como também sua contabilização e liquidação financeira, deveriam ocorrer no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Paralelamente, criou-se a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS), com o objetivo de promover a otimização da operação do sistema elétrico e, em especial, a regulação da capacidade de geração das usinas, acionando as térmicas quando necessário. A introdução do ONS distribuiu o risco hidrológico de maneira mais igualitária no sistema, inibindo a adoção de estratégias oportunistas (IPEA, 2010 e 2012).

Em 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao MME e encarregada da regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Coube à ANEEL, a partir de então, conduzir as licitações de aproveitamentos hidrelétricos e de linhas de transmissão, processo pelo qual a agência fixava o lance mínimo do pagamento pela concessão, e a proposta vencedora seria a que oferecesse maior pagamento (Leite, 2007; IPEA, 2012).

A reforma também introduziu no contexto institucional brasileiro o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê Coordenador do Planejamento e da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). O CNPE, criado em 1997, engloba diferentes setores da sociedade com vistas à realização de debates acerca da operação e expansão do parque energético nacional. Já o CCPE, criado pela Portaria nº 150 de 1999 do MME, tem como função principal a realização de planejamento de médio e longo prazo para o setor. No entanto, o IPEA (2012) aponta que o Comitê só passa a exercer sua função em 2004, quando é rebatizado como Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Montes e Reis (2011) afirmam que a proposta de privatização do setor elétrico adotou uma estratégia gradualista. Priorizou-se a venda do segmento de distribuição, pois seria difícil atrair investidores para o segmento de geração caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia. Neste setor, o programa é considerado bem-sucedido. Já no final de 1997, as maiores e principais distribuidoras haviam sido privatizadas. Há um aumento da eficiência em termos de produtividade do emprego e menores perdas técnicas (Tankha, 2009).

O aumento da eficiência das distribuidoras é refletido na queda do FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a quantidade de vezes que faltou energia num determinado período de tempo (no caso, por ano). Conforme evidenciado no Gráfico 1, o indicador teve queda significativa e quase contínua entre 2000 e 2015, saindo de 14,82 em 2000 para 9,86 em 2015. Ademais, o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP) pelos consumidores passou de 66,2 em 1999 para 77,3 em 2015 (ABRADEE *apud* Constantino (2012) para o valor de 1999 e ABRADEE (2015) para o valor de 2015).

Gráfico 1: Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

Fonte: Indicadores Coletivos de Continuidade (ANEEL). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>

Após o processo de privatização das distribuidoras, o governo deu início à inclusão das companhias de geração da Eletrobrás no programa, reduzindo os investimentos e rescindindo contratos de concessão que essas companhias tinham para desenvolver novos parques geradores. A Administração aplicou as receitas crescentes das geradoras e transmissoras para pagar seus débitos, a fim de melhorar os balanços e atrair investidores, levando ao esgotamento das reservas (Tankha, 2009; IPEA, 2010 e 2012).

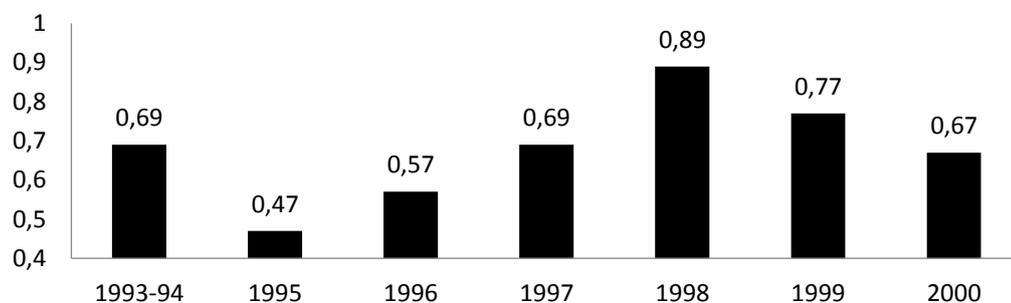
No entanto, quando o governo se preparava para a nova etapa do programa de privatizações, a âncora cambial foi abandonada, levando a uma forte desvalorização da moeda nacional e, conseqüentemente, a perdas significativas por parte das distribuidoras, em razão do alto nível de seu endividamento em moeda estrangeira. O ambiente macroeconômico desfavorável levou à estagnação do programa, por um lado, devido à perda de interesse por parte dos investidores e, por outro, à solidificação da oposição. De fato, em 2000, a maior parte da geração de energia elétrica (cerca de 65%) ainda permaneceu nas mãos do setor público (Montes e Reis, 2011).

Tankha (2009) destaca que a estagnação do programa se deve também ao contexto macroeconômico no qual a privatização do setor elétrico ocorre, com a realização do Plano Real e a preocupação com a estabilidade e redução dos gastos públicos. A privatização serviria para garantir a estabilização de várias maneiras. O influxo de moeda estrangeira atraído pelas firmas de infraestrutura aumentaria o valor do Real frente ao dólar, contribuindo para a estabilidade monetária, que, por sua vez, reforçaria a confiança dos investidores, elevando os preços das privatizações. Em

segundo lugar, a privatização proveria fundos imediatos para o pagamento de parte da dívida pública. Por último, removeria a responsabilidade do investimento nesses setores, diminuindo a necessidade de financiamento por parte do setor público.

Apesar de o investimento ter aumentado entre 1995 e 1998, saindo de 0,47% em 1995 para 0,89% em 1998, em 1999 há uma redução para 0,77% e, em 2000, este percentual já se encontrava abaixo do nível pré-reforma em 1993-1994 (Gráfico 2). O investimento privado era limitado parcialmente, porque os recursos estavam sendo destinados à compra de ativos existentes, e não à criação de novos (Tankha, 2009).

Gráfico 2: Formação Bruta de Capital Fixo – Energia Elétrica (% PIB)



Fonte: Bielchowsky (2002).

Mais ainda: várias distorções derivadas da política de estabilização estavam aparecendo na dinâmica financeira do setor energético. A necessidade de aumentar as tarifas em decorrência das perdas financeiras sofridas com a desvalorização cambial trazia *trade-offs* importantes, uma vez que a eletricidade é um insumo básico na maior parte das atividades econômicas. A administração não podia aumentar as tarifas além de certo ponto sem criar pressões inflacionárias, combatendo o principal objetivo do governo à época. Dada a necessidade imediata de permitir aos investidores altos retornos e, ao mesmo tempo, não permitir que as tarifas crescessem ainda mais, o governo estreitou as margens de receita das geradoras e transmissoras, aproveitando-se do fato de que estas ainda eram estatais, em sua maioria, e os custos de capital já haviam sido amortizados (Tankha, 2009).

Novos investimentos em geração de capacidade, no entanto, requereriam níveis muito maiores de remuneração e resultariam em um preço ainda maior de venda da eletricidade. Os esforços governamentais de controle das taxas de

eletricidade aumentaram as percepções de risco, traduzindo-se em menores níveis de investimentos privados (Tankha, 2009; Montes e Reis, 2011).

Apesar do início da reforma, não houve o amadurecimento prévio da institucionalidade: ainda estava pendente a existência de um novo marco regulatório para o setor. Empresas foram privatizadas antes da consolidação do arcabouço institucional. Houve letargia na condução da liberalização de grandes consumidores e na regulamentação do mercado atacadista criado para a promoção da concorrência. Estes e outros fatores geraram a elevação de preços e a falta de suprimento em função da queda nos investimentos, resultando na crise de abastecimento de 2001 (Esposito, 2011; Correia *et al.*, 2006).

Assim, embora a reforma contemplasse todos os ingredientes previstos na literatura (regulador, operador independente do sistema, mercado atacadista, livre acesso e contratos bilaterais), a falta de alinhamento entre a regulação, o processo de reestruturação e as modificações pretendidas levou a uma reforma incompleta, resultando em problemas no mercado atacadista e em uma grave crise de abastecimento (Araujo *et al.* 2008). Outro problema é que, à época, as altas taxas de juros praticadas no contexto da âncora monetária (com o propósito de conter a inflação e atrair capitais estrangeiros de modo a sustentar a âncora cambial) ajudavam a inibir investimentos e encarecer o custo dos financiamentos que poderiam ter sido canalizados de forma mais intensa para o setor.

Ademais, segundo Leite (2007), a reforma baseou-se nos sistemas vigentes em países desenvolvidos, essencialmente térmicos, nos quais a otimização operacional é feita em função da demanda física de energia e da capacidade atual de geração, com visão de curto prazo. Isso possibilita que as usinas sejam escalonadas segundo seus custos. Nos sistemas hidráulicos, ao contrário, a otimização operacional deve se basear no longo prazo, uma vez que se vincula ao afluxo dos reservatórios. A possibilidade de despacho por usinas térmicas complementares prescinde de unidades operacionalmente flexíveis, o que restringe a escolha de projetos.

As indefinições no processo paralisaram as estatais e inibiram o setor privado de investir em novos ativos (Esposito, 2011). A estagnação do programa e o investimento público evoluindo em direção oposta à demanda levaram à perda de confiança no sistema. Enquanto o crescimento médio anual do consumo de energia

elétrica foi de 4,5% entre 1996 e 2000, o investimento público apresentou decréscimo médio de -0,12% a.a. no mesmo período¹. Como resultado, já no fim de 1999, os principais reservatórios das Regiões Sudeste e Centro-Oeste estavam com 19,7% de sua capacidade, esvaziando-se de forma significativa (Leite, 2007). Havia amplas indicações da iminência da crise, inclusive alertada pelo BNDES (1996), que indicou que o Brasil enfrentaria grande risco de racionamento depois de 2000.

Entre 1995 e 1999, a expansão da oferta de energia elétrica decorreu majoritariamente do término de obras iniciadas pelas estatais, com uma média anual de potência adicionada aos sistemas elétricos de 2.100 MW, enquanto a necessidade para atender ao crescimento da demanda foi estimada entre 2.500 a 3.000 MW. (SAUER, 2002 *apud* TONIM, 2009).

Walvis e Gonçalves (2014) apontam que, diante da iminente insuficiência de oferta de energia elétrica, o governo estabeleceu, em 2000, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), que oferecia condições especiais para as usinas que entrassem em operação antes de 2003, com o objetivo de incentivar a implantação de novas usinas termelétricas. A Eletrobrás, por sua vez, atuaria como compradora de última instância da energia gerada pelas usinas termelétricas implantadas. Mas o PPT não foi implantado no tempo esperado principalmente devido ao embaraço que se instalou entre MME, ANEEL, Petrobras e Ministério da Fazenda.

Em maio de 2001, depois de uma seca, o ONS alertou que as reservas hidroelétricas, na maior parte do País, estavam praticamente esgotadas. Assim, o governo foi forçado a declarar racionamento energético emergencial, com início a partir de junho de 2001, determinando cortes diferenciados no consumo de energia elétrica conforme o grupo de consumidores, dentre outras medidas implementadas com objetivo de redução da demanda em 20%. Ademais, a interconexão dos submercados, realizada em 1996, tornou o sistema muito vulnerável aos períodos de estiagem, e deu dimensão nacional ao racionamento (IPEA, 2010). A redução no consumo foi de 7,9% em 2001, ante o verificado no ano anterior. A crise expôs as deficiências do modelo e de sua implementação e demonstrou que a reforma subestimou as dificuldades envolvidas (Ferreira e Azzonni, 2011).

¹ Fonte: Boletim SIEESE/Eletrobras para consumo (em GWh) e Biasoto (2005) para investimento.

Segundo Tankha (2009), o racionamento durou 10 meses e custou à indústria pelo menos US\$ 5 bilhões em perda de receitas. O autor afirma, ainda, que estimativas da perda no PIB em razão do racionamento variam entre 1,5% e 2%, o que indica uma perda de cerca de US\$ 10 bilhões à economia brasileira.

Para Montes e Reis (2011), o novo modelo evidenciou a dificuldade do investidor privado em assumir completamente os riscos e recursos necessários para a expansão da capacidade do parque energético brasileiro. Neste sentido, o Estado deveria ser mais do que regulador e investidor minoritário, e agir de modo a atenuar os riscos e possibilitar o aporte dos recursos necessários.

O racionamento também afetou a comercialização de energia e levou a sociedade, o governo e os agentes setoriais a repensarem as bases do modelo institucional (Magalhães, 2009). Ainda em 2001, foi instituída a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), que criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em 2002 com a atribuição de analisar e propor medidas de aperfeiçoamento e correção de disfuncionalidades (IPEA, 2012). Os trabalhos do Comitê resultaram em quatro relatórios de progresso que apontaram cerca de 33 medidas para a correção do modelo institucional. Nesses trabalhos, destacou-se a necessidade de modificação dos critérios de projeção de oferta e demanda, com a introdução de níveis de segurança de abastecimento (Banco Central, 2002).

2.2. Nova reforma

O governo de Luís Inácio Lula da Silva é marcado por outra reforma do setor energético. O processo de privatizações não solucionou os baixos níveis de investimento em infraestrutura, fazendo com que o planejamento governamental ressurgisse no setor (Montes e Reis, 2011; Frischtak, 2013). No setor elétrico, configuraram as seguintes convicções: a possibilidade de assegurar a modicidade tarifária por vias institucionais, a confiança na eficácia da ação do Estado mediante empresas públicas, a desconfiança no comportamento das empresas privadas e a necessidade de planejamento estratégico de longo prazo por parte do governo para assegurar o suprimento de energia elétrica.

Essa tendência é confirmada pelo discurso de posse da então Ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, em que se afirmou a necessidade de recuperar as funções de planejamento do Estado e sua capacidade de formular a política energética para o País, reduzindo poderes das agências reguladoras, descontinuando o programa de privatização e desverticalização (Leite, 2007).

Para responder à preocupação com o risco de racionamento, o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro baseou-se nos trabalhos do referido Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, instituído em 2002 (IPEA, 2012). De acordo com Magalhães (2009), as proposições resultantes do Comitê serviram de base para a elaboração da Lei nº 10.438/2002 e da Lei nº 10.604 de 2002, que previram a obrigatoriedade de realização de procedimentos públicos e transparentes para a comercialização de energia pelas geradoras estatais e eliminaram a possibilidade das distribuidoras negociarem a compra de energia elétrica livremente a partir de 2003, ficando obrigadas a participar de leilões (conforme o art. 27 e art. 2 das respectivas leis, revogado posteriormente pela lei nº 10.848 de 2004.)

A inauguração do novo modelo se deu em 2004, com a promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848 e da edição do Decreto nº 5.163, que alteraram as principais leis do setor (IPEA, 2012). Segundo Leite (2007), o retorno ao comando do Estado foi efetivado pela criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2004, agora responsável pelo planejamento governamental de longo prazo; e pela instituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de acompanhar o desempenho do setor e o comportamento da demanda, propondo estratégias ao CNPE, a fim de otimizar a utilização da energia, com baixos preços e amplo acesso.

É com base no planejamento de expansão realizado pela EPE que o MME habilita os sítios hidrelétricos e as térmicas para participarem de leilões de energia, além de determinar a quantidade de energia que é demandada nos leilões, bem como o preço máximo que será aceito pela energia ofertada. Assim, o novo formato adotado procura minimizar os preços de suprimento de energia elétrica, sendo o principal critério de seleção de empreendimentos de geração a menor tarifa oferecida (IPEA, 2010 e 2012).

A reforma do mercado deu-se pela substituição do MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que

passou a definir um sistema de contratos bilaterais entre geradores e distribuidores, estabelecendo-se tarifa única de suprimento em cada submercado.

Também ocorreu a segmentação da oferta de energia dos geradores em dois conjuntos: energia velha e energia nova, com objetivo de incentivar a expansão do parque gerador, evitando que o preço da energia contratada não convirja para o custo de expansão do parque gerador (IPEA, 2010). O primeiro grupo corresponde às centrais com contratos anteriores a 2001 e o outro grupo aos demais ofertantes de energia.

A nova reforma compreendeu também a criação de ambientes separados para as atividades de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, proibiu-se a venda de energia elétrica por distribuidora a consumidores livres a preços negociados (o que reduziu a abrangência do mercado livre), aprimorou-se a obrigatoriedade de compra da energia elétrica por meio de leilões no ACR, e possibilitou-se a outorga da concessão/autorização para exploração da geração conjuntamente com a venda de energia elétrica às distribuidoras no ACR mediante celebração de contratos de longo prazo (Magalhães, 2009).

A disposição governamental em liderar o investimento em infraestrutura, em especial em energia, foi sintetizada pelo lançamento do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Dos R\$665,2 bilhões previstos em investimento entre 2007 e 2010, R\$ 294,2 bilhões (44%) se destinariam ao eixo de Energia (TCU, 2009). No PAC 2, segunda etapa do programa, o montante de investimentos em energia previstos para execução entre 2011 e 2014 foi ainda superior, totalizando R\$ 461,6 bilhões (ou 48,3% do total de investimentos previstos pelo programa).

Outro aspecto das iniciativas mais recentes é o caráter social, cujo expoente é o Programa Luz para Todos, instituído pelo Decreto nº 4.873/2003 e alterado pelo Decreto nº 6.442/2008, com o intuito de prover o acesso à energia elétrica à totalidade da população rural brasileira. No âmbito do PAC 2, R\$ 5,5 bilhões destinar-se-iam ao programa. Até 2014, foram realizadas 3,2 milhões de ligações, atendendo cerca de 15,1 milhões de pessoas.

2.3. Características do setor elétrico brasileiro

2.3.1. Lado da oferta

O setor elétrico brasileiro é dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Os agentes interagem nestes segmentos com o objetivo de fornecer energia elétrica a dois tipos de consumidores: livres e cativos.

De acordo com a ANEEL (2008), as distribuidoras de energia são empresas responsáveis pela conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte. As transmissoras, por sua vez, são responsáveis pela implantação e operação das redes que ligam as fontes de geração aos centros de carga das distribuidoras. Há, ainda, as empresas comercializadoras, que compram energia elétrica no mercado livre para revenda a outras comercializadoras ou a consumidores livres - no âmbito do mercado livre de energia, ou a distribuidoras - no âmbito do mercado regulado de energia (CCEE, 2014).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um conjunto de geradoras e ativos de distribuição e de transmissão que integra as linhas de transmissão de todo o país. A função desse sistema é conectar as usinas geradoras aos centros de carga das distribuidoras localizados em cada região e permitir que diferentes regiões permutem energia entre si, evitando, com isso, que diferentes regimes de chuvas entre regiões afetem o abastecimento de energia elétrica em nível nacional. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. De acordo com o ONS, apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O setor energético brasileiro constituiu-se de acordo com as características ambientais do País, em que se destaca a grande quantidade de paisagens e biomas (CNI, 2012). Assim, a boa dotação de fatores naturais e as condições e decisões históricas aqui presentes permitiram significativa diversidade de suas fontes energéticas.

A matriz de geração de energia elétrica no Brasil, dominada pela geração hidráulica, que responde por 65,2% da oferta interna segundo o Balanço Energético

Nacional (EPE, 2015), apresenta vantagens e desafios. Segundo IPEA (2012), as vantagens estão associadas ao fato de a matriz ser essencialmente baseada em fontes renováveis, o que é fundamental tanto para a segurança energética de longo prazo, como também para o nível dos impactos da produção de energia sobre o meio ambiente. Outra vantagem refere-se aos menores custos operacionais associados à energia hidrelétrica (CNI, 2012).

Os principais desafios englobam duas dimensões: a primeira, de natureza ambiental; a segunda, de natureza financeira. Como as principais bacias hidrográficas encontram-se na Região Norte, a extensão dos reservatórios é uma ameaça à fauna e à flora amazônica. Este aspecto se viu refletido na polêmica gerada, por exemplo, em torno da construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, que, até outubro de 2013, já acumulava um total de cinco meses de paralisações parciais ou totais de suas obras (Valor Econômico, 17 de dezembro de 2013).

No que se refere ao fator financeiro, destacam-se os longos prazos de maturação dos projetos, tanto na instalação das centrais geradoras quanto nos sistemas de transmissão. O maior prazo e a grande magnitude desses investimentos associam-se a um maior grau de incerteza, desestimulando a presença de investimentos privados. Como reflexo deste aspecto, IPEA (2012) aponta que a oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais (67%), a maior parte sob controle federal (23%).

Em razão das flutuações sazonais e anuais que afetam a quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo parque hidrelétrico com a água que chega às centrais (Energia Natural Afluente - ENA), IPEA (2010) salienta, como forma de dar confiabilidade aos suprimentos hidrelétricos, a importância dos reservatórios das hidrelétricas ao acumular energia nos períodos de ENA elevada para ser utilizada nos períodos de ENA baixa.

Complementar aos reservatórios é a construção de centrais térmicas para serem despachadas nos períodos de ENA desfavorável. O despacho complementar das térmicas justifica-se pelo fato de a energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos ter custo de oportunidade superior ao custo do combustível. Portanto, o consumo de combustíveis reduz o custo econômico do suprimento elétrico (IPEA, 2010).

A extensão territorial do País, com diferenças hidrológicas significativas entre regiões, levou à criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com o objetivo de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre os geradores, garantindo-lhes a energia elétrica até o limite da garantia física independentemente dos montantes efetivamente despachados pelo ONS.

O MRE abrange as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS e é um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico que afeta os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Na prática, o MRE realoca contabilmente a energia entre os geradores, e o faz transferindo excedentes de energia de usinas com geração superior à sua garantia física² para aqueles com geração abaixo da garantia física. A intenção é garantir que todos os geradores participantes comercializem sua energia assegurada, mesmo que ela seja diferente da sua produção real de energia. Para tanto, é necessário que o conjunto de usinas participantes do MRE tenham gerado energia suficiente. (ANEEL, 2005).

Apesar da maior disponibilidade e utilização de combustíveis fósseis, o setor energético brasileiro continua a ter uma das menores intensidades de carbono do mundo. Isso decorre da liderança no domínio das energias renováveis. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2024, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016), a participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira passará de 39,4%, em 2014, para 45,2%, em 2024. Na matriz de geração de energia elétrica, as renováveis deverão representar 84% da capacidade instalada em 2024, mantendo sua participação relativa. A hidroeletricidade perderá participação entre as renováveis, saindo de 67,6% em 2014 para 56,7% em 2024.

Os subeixos “combustíveis renováveis” e “eficiência energética” do PAC, apesar de representarem baixa participação nos investimentos (apenas R\$ 2,1 bilhões de investimentos previstos no PAC 2, ante o total de R\$ 1.094 de investimentos

² A Garantia Física ou energia assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema. A Garantia Física do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento, obtida por meio de simulações da operação. A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser mantida de forma quase contínua pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de milhares de possibilidades de sequências de vazões, admitido algum risco de não atendimento à carga, que atualmente é de 5%. Os valores de energia assegurada determinam a quantidade máxima de energia que o gerador pode comprometer com contratos de longo prazo.

previstos para o PAC Energia e o Programa Luz Para Todos), corroboram a preocupação crescente com o meio ambiente e com a sustentabilidade energética por parte do governo, que em 2002 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), instituído pela Lei nº 10.438/2002. O objetivo do programa consiste em aumentar a participação de fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

A primeira etapa do Proinfa tinha como objetivo a implantação de 3.300 MW de capacidade, sendo a compra da energia assegurada por meio de contratos celebrados pela Eletrobrás, no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato. De acordo com a ANEEL (2015), o valor total previsto das cotas para custeio do Proinfa, em 2016, é de R\$ 3,6 bilhões. Já o montante de energia elétrica gerado pelas 131 usinas participantes (60 pequenas centrais hidrelétricas, 52 eólicas e 19 térmicas movidas por biomassa) deverá atingir 11,1 milhões de megawatts-hora (MWh). O cálculo das cotas é baseado no Plano Anual do Proinfa (PAP) elaborado pela Eletrobrás e encaminhado para a ANEEL.

O custo do programa é pago por todos os consumidores finais (livres e cativos) do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os classificados como de baixa renda. O valor de custeio do Proinfa é dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobrás. Do valor total do custeio para o programa, R\$ 3,3 bilhões serão recolhidos pelas distribuidoras, R\$ 266,2 milhões pelas transmissoras e R\$ 17,9 milhões pelas cooperativas (ANEEL, 2015).

A maior responsabilidade para com o meio ambiente reflete-se também na retomada dos incentivos ao Proálcool. Instituído em novembro de 1975, o programa nasceu com o objetivo de substituir a utilização de petróleo e seus derivados, para diminuir a dependência externa e amenizar problemas do Balanço de Pagamentos, dado que a importação de petróleo consumia cerca de 47% das divisas de nossas exportações (Natale Netto, 2007). No entanto, o barateamento do preço do petróleo em meados da década de 1980 e a conjuntura do período em questão, enfraqueceram o programa (Távora, 2011).

Como reflexo do novo paradigma, que fez com que as questões econômicas deixassem lugar à motivação ambiental, chegaram ao mercado, em 2003, os carros

biocombustíveis, que representaram 88,5% dos veículos licenciados no Brasil em 2013 (ANFAVEA). Acompanhando esta tendência, em 2005, foi lançado o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, traçando metas para o uso de biodiesel na matriz energética nacional.

Tolmasquim (2012) aponta que merece destaque também no Brasil a energia eólica, que vem apresentando significativa redução de custo ao longo dos últimos anos: enquanto era viável a R\$300,00/MWh, em 2005, em leilões realizados em agosto e dezembro de 2011, foi comprada a um preço médio de R\$99,00 a R\$105,00/MWh. A geração por esta fonte cresceu 460% entre 2010 e 2014, de acordo com estudo Logística de Energia 2015, divulgado pelo IBGE. Apenas entre 2014 e 2015, a produção de eletricidade pela fonte eólica aumentou 77,1%, atingindo 21.626 GWh (3,5% da geração brasileira). Ademais, é em períodos de seca que há maiores incidências de ventos, favorecendo a complementariedade entre fonte hidrelétrica e eólica.

A emergência de novas tecnologias traz novas opções para o setor energético, que devem ser consideradas especialmente em momentos de dificuldades ao investimento público e à atração de investimentos privados.

Merecem ressaltar as redes inteligentes, ou *smart grids*, que surgem com o objetivo de otimização do uso dos recursos existentes, por meio do maior volume de informações sobre consumo, transmissão e perdas. Essas redes englobam tecnologias de controle, monitoramento, armazenamento e comunicação. Assim, permite-se o acompanhamento da evolução do uso da energia, possibilitando respostas em tempo real a qualquer alteração no sistema, inclusive diminuindo o percentual de perdas não técnicas sofridas pelas distribuidoras (Cabello, 2012).

A melhor alocação de recursos, ao reduzir o pico da demanda de carga, permite uma redução na necessidade de investimentos em expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição. Além disso, o sistema permite aumentar participação de fontes alternativas - como a eólica e a solar - uma vez que propicia adaptações que ajudam a superar as dificuldades de armazenamento e intermitência característicos deste tipo de fonte.

O fluxo de energia e informação gerado por estas redes permite que o consumidor final se torne um microgerador de energia, conectando-se à rede e

forneendo energia elétrica à distribuidora quando conveniente, facilitando assim o emprego da geração distribuída, em que além da geração centralizada, vários microgeradores estão dispersos na rede elétrica (Cabello, 2012 e Cabello e Pompermayer, 2013).

A facilidade de instalação, operação e manutenção da energia fotovoltaica, bem como a contínua redução dos preços dos painéis, tem feito dessa alternativa a principal para a implementação de microssistemas privados de geração de energia. O sistema permite que os investimentos iniciais sejam realizados por agentes privados, sem custos para o governo. No entanto, a tecnologia demanda incentivos públicos para sua adoção (Cabello e Pompermayer, 2013).

O incentivo público justificar-se-ia, por exemplo, pela complementaridade da energia solar fotovoltaica à energia hidrelétrica, em razão do regime de chuvas, que reduziria a demanda por esta última nos meses de maior custo de geração, diminuindo a necessidade de acionamento das térmicas pelo sistema.

Apesar de menos adequada no caso de microssistemas de geração, a energia eólica também é complementar à energia hidrelétrica. Segundo a ANEEL (2008), o maior potencial eólico na região Nordeste ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica. Além disso, a energia eólica constitui alternativa para diversos níveis de demanda: as pequenas centrais podem suprir localidades distantes da rede, contribuindo para a universalização do atendimento; enquanto as centrais de grande porte podem aumentar a oferta de energia no Sistema Interligado Nacional, reduzindo o risco gerado pela sazonalidade hídrica.

Apesar da existência de um marco institucional favorável ao desenvolvimento tecnológico e à inovação do setor elétrico, não existe convergência entre o marco institucional e as ações do sistema de inovação. Como resultado, o número de projetos é bastante reduzido (IPEA, 2011). Assim, é necessária a construção de um arcabouço institucional que garanta a rentabilidade de investimentos futuros, induza maiores ações de pesquisa e que aborde a nova realidade enfrentada pelas concessionárias.

A grande quantidade de expectativas favoráveis em relação às novas tendências, no entanto, não deve reduzir a cautela em relação aos investimentos, em

razão da incerteza dos benefícios e da carência de estudos que avaliem a relação de custo-benefício.

2.3.2. Lado da demanda

2.3.2.1. ACL

A nova reforma tornou a maior parte da contratação regulada e reduziu a abrangência da livre contratação, apostando na governança pela hierarquia e não pelo mercado (Santana, 2006). No Ambiente de Contratação Livre, a reforma preservou as regras gerais associadas à sistemática de contratações bilaterais do mercado livre, a garantia de livre acesso, e as regras para qualificação para migração do mercado regulado para o livre e para participação dos agentes no mercado livre. Atualmente, os consumidores do ACL respondem por cerca de 25% do total consumido (Anuário Estatístico de Energia Elétrica – EPE, 2015).

Os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) – principal instrumento que materializa a comercialização de energia elétrica no ACL – são negociados entre geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, com liberdade total para ajustar montantes, preços, prazos e flexibilidades para o uso da energia elétrica contratada em face das necessidades.

Os vendedores no ACL são comercializadores e geradores. Os comercializadores são empresas que não necessariamente possuem ativos de geração, mas podem adquirir energia elétrica de geradores e outros comercializadores para revenda. Os compradores são consumidores livres ou especiais. Os consumidores livres são aqueles com carga superior a 3 MW e tensão superior a 69 kV, se conectados antes de 08/07/1995, e carga superior a 3 MW e qualquer tensão se conectados após essa data. Os especiais são aqueles com carga superior a 500 kW, que só podem adquirir energia elétrica no ACL por meio de fontes incentivadas, como micro e pequenas centrais hidrelétricas, eólica, biomassa e solar, com potência injetada igual ou inferior a 50 MW e hídricas entre 1 e 50 MW. Os limites de carga e tensão podem ser reduzidos a critério do Poder Concedente (Magalhães, 2009).

Existem, ainda, os consumidores potencialmente livres, que são aqueles que, a despeito de preencherem as exigências para se tornarem consumidores livres, permanecem atendidos no mercado regulado. Por fim, há os consumidores parcialmente livres, que optam por contratar apenas parte de suas necessidades no ACL, remanescendo a outra parte atendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) pela distribuidora local com as mesmas regras aplicáveis aos demais consumidores cativos (Magalhães, 2009; ANEEL, 2008).

Na hipótese de o vendedor ser estatal, a contratação no mercado livre deve ser feita mediante: leilões exclusivos para consumidores ou por eles promovidos; oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores; leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a outros agentes vendedores e exportadores. As exigências decorrem da necessidade de tornar a negociação transparente, isonômica e equilibrada, evitando o exercício de poder de mercado por parte das estatais (Magalhães, 2009).

Os instrumentos bilaterais firmados para a comercialização da energia elétrica não compreendem sua entrega física, que é contratada separadamente. Por isso, foi garantido livre acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão para os agentes que atuam no ACL. Os usuários e as concessionárias acessadas são obrigados a celebrar Contratos de Uso e de Conexão ao Sistema de Distribuição (CUSD ou CCD) ou ao Sistema de Transmissão (CUST ou CCT), dependendo da rede em que estão conectados. O CUSD e o CCD são negociados diretamente entre as partes, respeitados os procedimentos de distribuição. O CCT pode ser negociado respeitados os procedimentos de rede, mas o CUST segue o modelo aprovado pela ANEEL (Magalhães, 2009).

O acesso aos sistemas gera obrigação de pagamento do custo correspondente mediante tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) ou de transmissão (TUST) e encargos de conexão, sendo as tarifas homologadas pela ANEEL e os encargos negociados entre as partes. Existe previsão de desconto na TUST e TUSD na comercialização entre consumidores especiais, comercializadoras e fontes incentivadas sempre que esta for a origem da geração (Magalhães, 2009).

O registro da transação realizada na CCEE é obrigatório, sujeitando as partes à estrutura básica de contabilização e liquidação que ocorre naquela câmara. O

processo envolve a contabilização dos montantes contratados e da medição do consumo e da geração aferidos, apurando-se as sobras e os déficits dos agentes para posterior liquidação no mercado de curto prazo (Magalhães, 2009).

O mercado de curto prazo serve para a liquidação das sobras e déficits dos agentes e as operações nele liquidadas são objeto de garantias financeiras. As diferenças apuradas são contabilizadas ao preço de liquidação de diferenças (PLD) ou preço *spot*, cujo valor é calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, limitado por preços mínimo e máximo, utilizando um programa matemático do ONS. O PLD é determinado para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, o custo de produção de uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado, dependente da hidrologia atual e futura. Os montantes contabilizados no mercado livre são liquidados em um processo multilateral por meio de uma instituição financeira perante a qual os agentes da CCEE mantêm contas correntes e aportam garantias para honrar o pagamento dos valores devidos (Walvis e Gonçalves, 2014; Magalhães, 2009)

O preço *spot* tem funções importantes em uma indústria desregulamentada, já que proporciona maior flexibilidade nas negociações, permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada e é usado como referência para contratos de longo prazo, constituindo uma ferramenta importante de ajuste entre ofertantes e demandantes (Castro e Leite, 2010). No entanto, cabe destacar que os preços praticados no mercado de curto prazo brasileiro não decorrem diretamente da relação entre oferta e demanda, ao contrário do que é verificado em outros países.

Além da carga mínima exigida, as características do mercado livre atraem grandes empresas, uma vez que a gestão dos riscos de mercado precisa ser feita pela empresa e os preços de contratos de curto prazo costumam ser mais voláteis. Contudo, as vantagens associadas a este ambiente fizeram com que a participação do ACL no consumo de energia elétrica aumentasse de 23% em 2009 para 27% em 2013. Dentre as vantagens, cabe destacar: a possibilidade de negociar livremente preços, quantidades, prazos de entrega, garantias e reajustes; eliminar alguns tipos de intervenção governamental que acontecem no ACR; maior percepção dos custos de geração de eletricidade.

2.3.2.2. ACR

Os consumidores do ACR, ou consumidores cativos, podem ser residenciais, comerciais ou industriais e compram a energia elétrica utilizada da distribuidora local exclusivamente, mediante tarifa regulada, e não contam com qualquer flexibilidade contratual. Os contratos realizados no âmbito do ACR têm como parâmetros preço e prazo pré-definidos, que não podem ser alterados pelos agentes. A maior parte da energia contratada nos leilões vai para as empresas de distribuição de energia, que por regulamentação devem contratar a totalidade de sua demanda no ambiente regulado, para atendimento aos consumidores da área em que operam (Walvis e Gonçalves, 2014).

O cálculo da energia a ser contratada pelas distribuidoras constitui um desafio importante do seu negócio, já que o montante contratado deve garantir o abastecimento do mercado em que atuam. Isso significa dizer que tanto a sobrecontratação como a subcontratação têm efeitos econômicos adversos para as companhias distribuidoras de energia. Na sobrecontratação, o limite máximo que pode ser repassado ao consumidor por meio da tarifa é de 5% do montante sobrecontratado. Na subcontratação, a distribuidora deverá arcar com multa (Walvis e Gonçalves, 2014).

No ACR, as concessionárias de distribuição adquirem a energia elétrica de que necessitam por meio de leilões regulados, com regras definidas nos art. 11 a 46 do decreto nº 5.163 de 2004. Os leilões são realizados pela ANEEL, com apoio da CCEE, conforme regras e diretrizes definidas pelo MME, para aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras de empreendimentos existentes e novos. Para os empreendimentos existentes, os leilões são realizados com um ano de antecedência (A-1) e para os novos empreendimentos, com 3 ou 5 anos de antecedência (A-3 ou A-5). No último caso, além da venda de energia elétrica, o agente recebe a outorga para explorar a geração (concessão ou autorização) e também a licença ambiental prévia do empreendimento (Magalhães, 2009).

Há, ainda, os leilões de energia de reserva, destinados à contratação de reserva de capacidade, com o objetivo de aumentar a segurança de suprimento do sistema como um todo. Nesses leilões, os empreendimentos vencedores assinam contratos denominados Contratos de Energia de Reserva (CER) diretamente com a

CCEE e recebem uma remuneração fixa sujeita a ajustes, de acordo com o montante de energia gerado. A energia de reserva é contabilizada e liquidada somente no mercado de curto prazo e os custos inerentes são divididos entre todos os consumidores de energia elétrica, livres ou regulados, por meio do encargo de energia de reserva. (Acende Brasil, 2012).

O critério para julgamento dos leilões é a menor tarifa oferecida pelos geradores. Os vendedores nos leilões são geradores novos ou existentes (empresas com ativos de geração que exercem atividade sob regime de serviço público, produção independente ou autoprodução, ressalvada a necessidade de autorização prévia da ANEEL para a comercialização de antecedentes) e os compradores são distribuidores (concessionários ou permissionários de serviços públicos de distribuição de energia elétrica).

Compete à ANEEL o cálculo das tarifas praticadas no setor elétrico, que se compõe dos valores investidos na geração e na construção da estrutura para a disponibilização da eletricidade aos consumidores finais, aí inclusos os custos referentes à geração, transmissão, distribuição e comercialização, bem como os encargos e tributos relacionados ao setor (ANEEL, 2007).

A tarifa cobrada pela distribuidora do consumidor cativo é definida em R\$/kWh. Na sua composição três importantes fatores são considerados: (i) custo com a aquisição de energia elétrica; (ii) custo com o transporte de energia até o consumidor, ou seja, transmissão e distribuição; e (iii) encargos e tributos (ABRADEE, 2016).

Os custos com a aquisição de energia são aqueles decorrentes da contratação de montantes de energia por meio dos leilões regulados. A empresa distribuidora compra uma quantidade de energia que considera suficiente para o atendimento do seu mercado cativo. Os custos com energia são alocados na chamada Tarifa de Energia (TE) e repassados integralmente aos consumidores, sem auferir margens de lucro.

Os subcomponentes tarifários que remuneram os custos de operação e manutenção das redes de transmissão e distribuição são, respectivamente, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), pagas também pelos consumidores livres. Os custos com a aquisição da energia elétrica são os valores pagos pela distribuidora pela energia que

considera suficiente para atender ao seu mercado cativo nos leilões regulados pela ANEEL. Esses custos devem ser integralmente repassados aos consumidores, sem a incidência de margem de lucro (ABRADEE, 2016).

Existem, ainda, custos relativos às perdas elétricas. Estes custos 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. No Brasil, dependendo da área de concessão, as perdas não técnicas respondem por boa parte do custo da energia elétrica. Isso significa que os consumidores regulares pagam parte do consumo irregular de consumidores que se utilizam de práticas ilegais em sua conexão com a distribuidora (ABRADEE, 2016).

As distribuidoras de energia elétrica são autorizadas a reajustar as tarifas por dois mecanismos: os reajustes tarifários anuais e as revisões tarifárias periódicas. Os reajustes tarifários ocorrem anualmente e têm como objetivo o repasse aos consumidores dos custos não gerenciáveis, que são aqueles relacionados aos serviços de geração, transmissão e ao pagamento de obrigações setoriais, e a atualização monetária dos custos gerenciáveis, que são aqueles que decorrem dos serviços prestados diretamente pelas concessionárias de distribuição de energia. (ABRADEE, 2016).

Já as revisões tarifárias, que ocorrem a cada 3, 4 ou 5 anos, leva-se em conta os investimentos em infraestrutura realizados pela distribuidora, sua eficiência na gestão dos custos, níveis mínimos de qualidade e ganhos de escala. Isso contribui para a modicidade tarifária, induz as distribuidoras a serem eficientes na prestação do serviço e, também, a se modernizarem cada vez mais.

De acordo com estudo da ABRADEE (2015) sobre a composição tarifária média do Brasil, após a Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, o valor da energia elétrica corresponde a 41% do valor total da tarifa; encargos e tributos respondem por 40%, e apenas 19% são destinados aos setores de distribuição e transmissão. (ABRADEE, 2015).

O IPEA (2010) aponta que o caso dos tributos é particularmente preocupante em razão da essencialidade da eletricidade, sendo fundamental a redução da carga tributária para que a disponibilidade de energia barata se configure como vantagem comparativa da economia brasileira.

2.3.2.3. Bandeiras tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras - verde, amarela e vermelha - que indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde indica condições favoráveis de geração de energia e a tarifa não sofre nenhum acréscimo; a bandeira amarela indica condições de geração menos favoráveis, e a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos; a bandeira vermelha indica condições mais custosas de geração e é dividida em dois patamares. O Patamar 1 gera acréscimo de R\$ 0,030 na tarifa para cada quilowatt-hora kWh consumido, e o Patamar 2 gera acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora kWh consumido (Portal da ANEEL, 2016).³

Até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia. A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, todos os custos de geração que variam conforme o cenário hidrológico passam a compor o cálculo das bandeiras. No final de cada ano a ANEEL definirá o valor das Bandeiras Tarifárias para o ano seguinte, considerando a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN (ANEEL, 2016).

³ Até fevereiro de 2015, para cada 100 kWh consumidos (ou suas frações), a bandeira vermelha era de R\$ 3,00 e a amarela de R\$ 1,50. A partir de março de 2015, para cada 100 kWh consumidos (e suas frações), a bandeira vermelha passou a ser de R\$ 5,50 e a amarela de R\$ 2,50. A partir de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos (ou suas frações). Vale reforçar que não se trata de um custo novo, mas de uma forma mais transparente de apresentar o custo com compra de energia.

O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. A partir de 1º de julho de 2015, o sistema de bandeiras passou a ser aplicado também pelas permissionárias de distribuição de energia. Assim, todos os consumidores cativos das distribuidoras pagam o mesmo valor, proporcional ao seu consumo, independentemente de sua classe de consumo. As únicas exceções são os consumidores dos estados do Amazonas, Amapá e Roraima. As bandeiras tarifárias têm descontos para os consumidores residenciais de baixa-renda beneficiários da Tarifa Social (ANEEL, 2016).

As bandeiras sinalizam, mês a mês, o custo de geração da energia elétrica que será cobrada dos consumidores. Não existe, portanto, um novo custo, mas um sinal de preço que mostra para o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar. Antes das bandeiras, essas variações de custos da geração de energia elétrica só eram repassadas no reajuste seguinte, um ano depois. Com as bandeiras, a conta de energia passa a ser mais transparente e o consumidor tem a informação no momento em que esses custos acontecem (ANEEL, 2016).

Nelson F. Leite, em entrevista ao Correio Braziliense (2013), afirmou que, a ANEEL, ao promover esse formato de gerenciamento de uso da energia elétrica, permite uma oportunidade para o mercado reagir a esse sinal de escassez e sobrecusto e, dessa forma, reduzir o consumo. Assim, conforme a intensidade dessa resposta, a necessidade do despacho térmico poderá ser menor, e assim haverá arrefecimento das despesas e dos repasses.

Com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias, o Decreto nº 8.401 criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Os agentes de distribuição fazem o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias ao mercado cativo diretamente na Conta Bandeiras, em nome da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e estes são destinados à cobertura das variações dos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

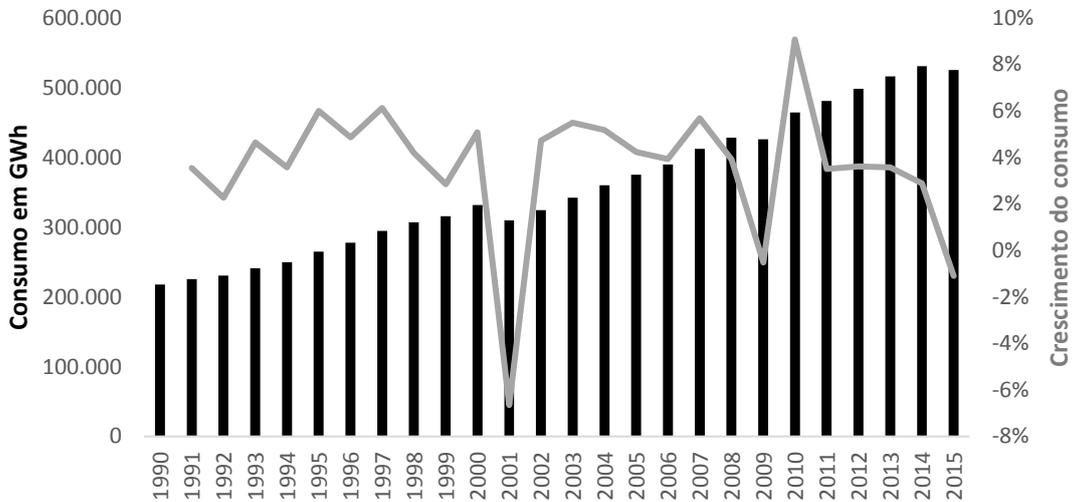
Estudo da ABRADÉE (2015) aponta, no entanto, que as bandeiras tarifárias não são uma completa novidade no sistema tarifário da energia elétrica no País, uma vez que as tarifas horosazonais (aquelas com valores diferentes conforme o horário do dia e estação do ano) foram aplicadas aos consumidores ligados em alta e média tensão desde meados dos anos 1980 até o segundo ciclo de revisões tarifárias, em 2011, e já internalizavam um sinal diferenciado de preço da energia conforme a época do consumo. No entanto, as bandeiras são acionadas em patamares e de forma mais sincronizada com a efetiva necessidade do sinal de preço, em função do incremento de custos. Além disso, a aplicação das bandeiras é mais ampla, pois esse sinal de preço é levado também aos consumidores de baixa tensão.

2.4. Situação atual

O consumo de energia elétrica no Brasil tem apresentado tendência de crescimento, evidenciada no Gráfico 3, com crescimento médio de 3,58% a.a. entre 1990 e 2015, com apenas três momentos de decréscimo: 2001, 2009 e 2015. Como reflexo da tendência crescente, o consumo de eletricidade será 51% maior em 2024 do que em 2015, atingindo 790TWh (Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 - EPE, 2016).

Segundo IPEA (2012), as duas primeiras quedas (2001 e 2009) resultam, respectivamente, da crise de abastecimento de energia elétrica e da crise econômica mundial. No primeiro momento, Leite (2007) responsabiliza o racionamento implementado em maio de 2001. Já a partir de 2009, a redução está ligada ao baixo crescimento do PIB brasileiro observado no ano, de -0,3% (IBGE, 2011). No entanto, mesmo em anos de baixo crescimento econômico, o consumo de eletricidade apresenta taxas razoáveis, indicando ser forte a inércia de grande parte deste consumo Leite (2007).

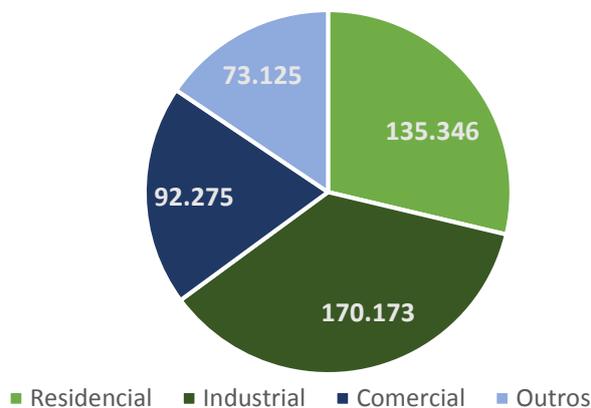
Gráfico 3 – Consumo de eletricidade – quantidade em GWh e crescimento anual



Fonte: Balanço Energético Nacional – Séries Históricas Completas – EPE (até 2014) e Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (para 2015).

A classe industrial é a maior consumidora de energia elétrica, com 36% de participação no consumo em 2015, como demonstra o gráfico 4. No entanto, a indústria tem perdido participação, com taxa de crescimento inferior à média, enquanto a classe comercial é a que apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial (Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – EPE, 2016).

Gráfico 4 – Consumo de eletricidade na rede por classe, em GWh, 2015



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EPE, 2016).

2.4.1. Estímulos ao consumo de energia elétrica

Wolfram et al. (2012) argumentam que a relação entre crescimento econômico e consumo de energia no mundo em desenvolvimento tem sido fortemente influenciada pela extensão em que o crescimento é “pró-pobre”, isto é, pela medida em que o crescimento melhora a condição econômica daqueles que previamente viviam na pobreza. Segundo os autores, o Brasil está perfeitamente incluso nesse grupo, em razão do decréscimo da pobreza e da desigualdade verificados até 2012, propiciando um ambiente em que se realiza a obtenção dos primeiros bens duráveis por famílias oriundas da extremidade inferior da distribuição de renda.

Essa tendência de aumento da demanda por energia é corroborada pela implementação do programa Luz para Todos em 2003. Como reflexo, observou-se um aumento de 5,3% no consumo de eletricidade já em 2004, e de 5,6%, em 2007 – ambos os índices em relação ao ano anterior. Nesse sentido, Wolfram et al. (2012) apontam a necessidade de se levar em conta a redução da pobreza e o aumento da distribuição de renda nas estimativas de demanda por energia, de modo que não haja subprevisões que impliquem escassez de investimentos.

A análise da evolução do consumo de energia elétrica por região ratifica o argumento de Wolfram et al. (2012). Apesar de ainda responder por 50% do consumo de eletricidade do País em 2016⁴, a Região Sudeste tem perdido participação relativa, enquanto todas as demais regiões têm aumentado sua participação. A contribuição da região Sudeste no consumo total era de 55% em 2004. A participação das Regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste saltou de 5,8%, 6,0% e 16,3% em 2004, para 7,4%, 7,0% e 18,3% em 2016 um aumento de 17% e 8%, respectivamente, entre 2004 e 2012. Este fenômeno, segundo a ANEEL (2008), deve-se ao aumento da renda, aos programas sociais e à evolução do número de domicílios atendidos em função do Programa Luz para Todos.

Dentre as iniciativas de caráter social e incentivo ao consumo, outra política governamental que merece destaque é a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. A referida medida foi promulgada com o objetivo de assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do

⁴ De acordo com dados da EPE sobre o Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas) – 2004-2016 (até abril).

serviço e a modicidade tarifária. Para viabilizar a redução das tarifas em até 20%, antecipou-se a renovação das concessões de geração de energia hidrelétrica que venceriam entre 2015 e 2017, para fontes acima de 50 MW, pelo prazo de 30 anos.

Por força da Medida Provisória nº 579/2012, os operadores com concessões a expirar em 2015 deveriam manifestar seu interesse na renovação antecipada das concessões e teriam direito a receber uma indenização pela redução da tarifa entre 2013 e 2015, além do ressarcimento por eventuais ativos não depreciados. Para compensar as concessionárias pela mudança no ambiente institucional, o governo federal anunciou a indenização das empresas elétricas em R\$ 20 bilhões (UOL, 1º de novembro de 2012). Caso a empresa optasse por não renovar a concessão, o negócio continuaria com a mesma tarifa até o final do contrato. O governo, então, abriria uma nova licitação, em que o valor pago pelos ativos devolvidos seria inferior aos registrados nos balanços das concessionárias.

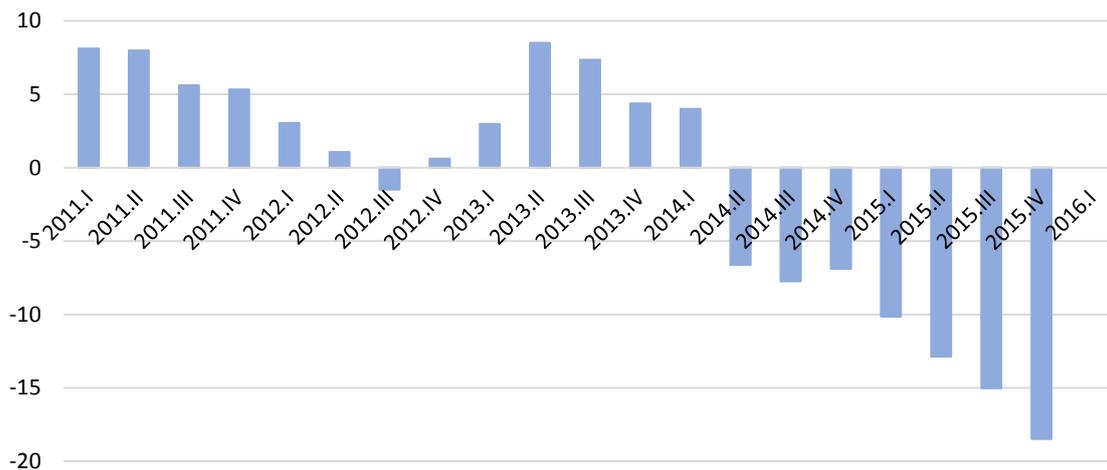
A redução forçada de preços do setor elétrico promovida pela referida MP incentivou de forma distorcida o aumento do consumo e da demanda por energia elétrica, sem a devida compensação de um aumento na oferta que pudesse suprir de forma adequada e previsível o aumento no mercado consumidor. Além disso, conforme detalhado na seção seguinte, a mudança de regras trazida afetou de forma negativa os investimentos do setor, prejudicando ainda mais o desequilíbrio entre oferta e demanda a curto prazo.

2.4.2. Problemas na oferta e piora no ambiente institucional

A despeito da tendência crescente do consumo de energia elétrica, de acordo com o 11º Balanço do PAC 2, dos R\$ 461,6 bilhões de investimentos no eixo Energia inicialmente previstos, apenas R\$ 253,3 (ou 54%) foram efetivamente realizados. O reduzido número de ações concluídas, associado à piora nos ambientes macroeconômico, institucional e regulatório, reflete-se na situação crítica com que o setor se deparou recentemente, de cujos impactos é exemplo o apagão ocorrido em fevereiro de 2014, que afetou 7% do consumo do País (Valor Econômico, 5 de fevereiro de 2014).

Analistas consideram a política econômica errática implementada pelo governo Dilma como causa da crise econômica pela qual o País está passando, considerada uma das piores da história. A desoneração de algumas áreas, a redução dos juros, a manutenção do real artificialmente valorizado por um longo período, o alto grau de intervenção no mercado e o aumento dos gastos públicos, somados à crise política, geraram desequilíbrios, como inflação e déficit nas contas públicas, baixo crescimento e aumento das taxas de desemprego, pobreza e desigualdade no país. Estes fatores, associados à instabilidade política, levaram à queda na confiança de empresários e consumidores, com impactos deletérios sobre os investimentos, de que é reflexo na formação bruta de capital fixo, como mostra o gráfico 5.

Gráfico 5 – Formação Bruta de Capital Fixo – variação percentual (%) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.



Fonte: IPEA Data com base no Sistema de Contas Nacionais (IBGE)

Ademais, de acordo com Pires (2014), diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), o governo não estabeleceu um planejamento ou uma política para o setor elétrico em conformidade com a natureza climática do País, além de não levar em conta a expansão do consumo decorrente do advento de novos consumidores de bens duráveis intensivos em energia elétrica. Somado à piora no ambiente macroeconômico, à queda dos investimentos e à falta de planejamento para o setor, a MP 579/2012 marcou uma piora no ambiente institucional e regulatório.

O impacto da insegurança jurídica e das crescentes insatisfações ficou claro com o baixo interesse do investidor privado nos empreendimentos: o leilão de transmissão de energia, realizado no dia 9 de maio de 2014 pela ANEEL, terminou com cinco dos treze lotes sem nenhuma proposta. Mesmo para os lotes arrematados, houve pouca disputa (G1, 9 de maio de 2014).

Buscando atrair a participação do setor privado, em agosto de 2015, o Governo federal divulgou o Programa de Investimento em Energia Elétrica - PíEE, que reúne os projetos que estão previstos para serem contratados entre 2015 e 2018, gerando investimentos de R\$ 186 bilhões. O objetivo do PíEE é sinalizar à sociedade e aos investidores as ações e investimentos programados para os próximos anos.

No segmento de geração elétrica, o PíEE indica o total de R\$ 116 bilhões em investimentos previstos para agregar entre 25 mil e 31,5 mil megawatts de potência instalada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Desse total, entre 10 mil a 14 mil megawatts virão das chamadas novas energias renováveis: solar, eólica e biomassa. Os investimentos em transmissão de energia pretendem atingir a cifra de R\$ 70 bilhões, somando 37.600 quilômetros de novas linhas ao SIN. Até 2018, a previsão é de investimentos de R\$ 39 bilhões e após 2018, de R\$ 31 bilhões. Contudo, cabe destacar as dificuldades políticas num momento de transição e de incertezas após o *impeachment* da ex-Presidente Dilma Rousseff.

A MP 579/2012 explicitou, em sua exposição de motivos, a necessidade de ampliar a competitividade do setor produtivo e contribuir para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil a partir da redução de tarifas de energia elétrica. Entre os vetores que permitiram o efeito redutor nas contas de energia, estão: critério de remuneração dos ativos que captura completamente a depreciação contábil; redução do volume geral de encargos setoriais repassados nas tarifas; e realocação de custos do consumidor de energia para a figura do contribuinte, na medida em que posiciona o Tesouro Nacional como entidade fundamental para aporte de recursos (Dutra, 2014).

Esse conjunto de medidas representou um esforço para reduzir preços finais pelo lado da oferta do serviço. Partiu-se da premissa de que o setor produtivo — ou o consumidor de forma genérica — é um agente passivo que apenas internaliza os efeitos daquilo que se estabelece para o Setor Elétrico Brasileiro (Dutra, 2014).

No entanto, concomitante à publicação da Lei nº 12.783/13 (Conversão da MP 579/2012), teve lugar um choque de oferta negativo. Condições hidrológicas desfavoráveis, aliadas à redução de produtividade das usinas, atraso em investimentos planejados de transmissão e geração, e estímulos ao consumo pela queda nos preços, aumentaram significativamente o custo do sistema (Dutra, 2014 e Pires, 2014). Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o nível dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por 70% da geração de energia, atingiu 34,71% em fevereiro de 2014, próximo ao nível que antecedeu a crise de 2001, de 33,4%. Na semana do dia 27/11/2014, o nível chegou a 15,18%, o menor da série histórica iniciada em 1998; enquanto o menor nível observado durante o ano de 2001 foi de 20,71% em 27 de setembro daquele ano.

De setembro de 2012 até meados de 2014, a geração efetiva das usinas hidrelétricas foi inferior à sua garantia física e em 2013 e 2014, e as distribuidoras de energia elétrica não conseguiram contratar 100% da demanda do seu mercado consumidor nos leilões de energia promovidos pela ANEEL, o que implica despacho térmico acentuado para atendimento da carga do sistema (Walvis e Gonçalves, 2014). Como o custo de geração da termelétricidade é muito superior, em 2014 o PLD atingiu valores referenciados ao custo do racionamento, da ordem de R\$ 800/MWh, de acordo com dados da CCEE⁵.

Dentre as razões para a não contratação da totalidade da demanda, aponta-se a não aceitação por algumas concessionárias de geração de energia elétrica nas condições propostas pelo governo para renovação antecipada das concessões no âmbito da MP 579/2012 e da determinação de preços-teto para leilões A-1 que não geraram interesse de venda de energia por parte das geradoras, o que fez com que as distribuidoras ficassem expostas ao PLD no mercado de curto prazo em um momento em que este estava alto. (COMERC, 2014 *apud* Walvis e Gonçalves, 2014).

O custo adicional incorrido pelas distribuidoras devido ao despacho térmico elevado gera pressões de caixa sobre essas companhias, que repassam os custos aos consumidores, mas apenas no reajuste tarifário anual. A pressão de caixa foi agravada pela exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo de energia elétrica, para suprimento da carga não contratada.

⁵ InfoMercado Dados Gerais 2014, CCEE, 2015.

Além do impacto fiscal causado pelas indenizações referentes à diferença tarifária e aos ativos não depreciados decorrentes da MP 579/2012, o acionamento das termelétricas gerou outros problemas fiscais para o governo. Ainda em 2013, o Tesouro Nacional desembolsou R\$ 9,8 bilhões para subsidiar o uso da termelétricidade (Veja, 6 de fevereiro de 2014). E, em abril de 2014, foi aprovado um empréstimo de R\$ 11,2 bilhões pela CCEE para que as distribuidoras possam arcar com esses custos no curto prazo (O Globo, 9 de abril de 2014). Para neutralizar o impacto sobre o consumidor, optou-se pelo parcelamento e postergação da conta da geração térmica para os cinco anos seguintes (Dutra, 2014). Assim, a despeito dos esforços empreendidos para a redução da tarifa de energia, os problemas no setor elétrico resultarão em aumento de gastos para os usuários de energia (O Globo, 3 de abril de 2014)

Em março de 2013, o governo editou a Resolução CNPE nº 3, que alterou a metodologia de cálculo do PLD, com o objetivo de incorporar mecanismos de aversão ao risco aos programas computacionais de formação de preços e de otimização da operação do setor elétrico, elevando os valores de PLD e CMO. A mesma resolução definiu que o custo do despacho adicional de usinas termelétricas acionadas emergencialmente, antes suportado unicamente pelos consumidores, será rateado entre todos os agentes de mercado (geradores, comercializadores e consumidores), mediante cobrança do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) (Ministério de Minas e Energia, 2013).

2.4.3. Ausência de sinal de preço para o consumidor regulado

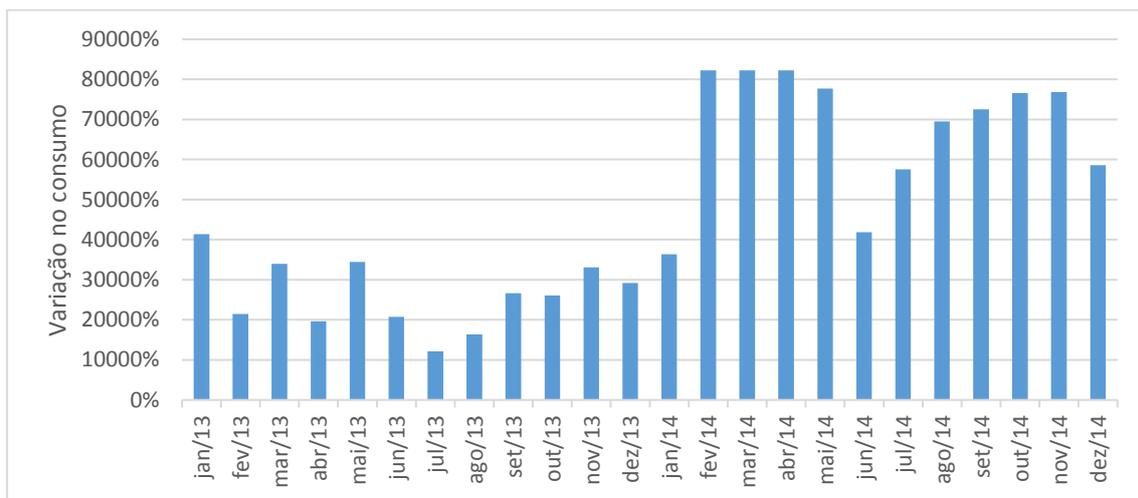
Preços menores percebidos pelo consumidor final do mercado regulado estimulam maior consumo de energia. Tendo em vista que as tarifas cobradas pelas distribuidoras são reajustadas apenas uma vez por ano, é tardia a percepção por parte dos consumidores do que está acontecendo em termos de escassez conjuntural de oferta (Dutra, 2014).

A despeito do fato de que o sistema de bandeiras tarifárias fora aprovado em 2012 e estava funcionando em caráter informativo ao longo de 2013, decidiu-se por não o implementar em 2014, como estava programado (Dutra, 2014). Essa decisão

somou-se à escolha de neutralizar o impacto dos custos decorrentes da exposição involuntária ao mercado de curto prazo em 2014 e à falta de programas de uso eficiente de energia (Dutra, 2014 e Pires, 2014). Essas medidas impedem que os consumidores percebam um sinal de preços que reflita os custos verdadeiros de adquirir eletricidade.

Os consumidores do mercado livre usam o PLD como referência para contratos de longo prazo. Ao observar que o custo de geração está alto, diminuem o consumo para reduzir o custo futuro de consumo. Assim, com o aumento do PLD durante o ano de 2014 (conforme demonstra o gráfico 6), observou-se redução do consumo no ACL, enquanto o consumo do ACR continuou subindo. De fato, o crescimento médio mensal do consumo em MW médio no ACR foi de 0,34% em 2014, ante decréscimo de 0,61% no ACL no mesmo período.

Gráfico 6 – PLD da região Sudeste/Centro-Oeste⁶



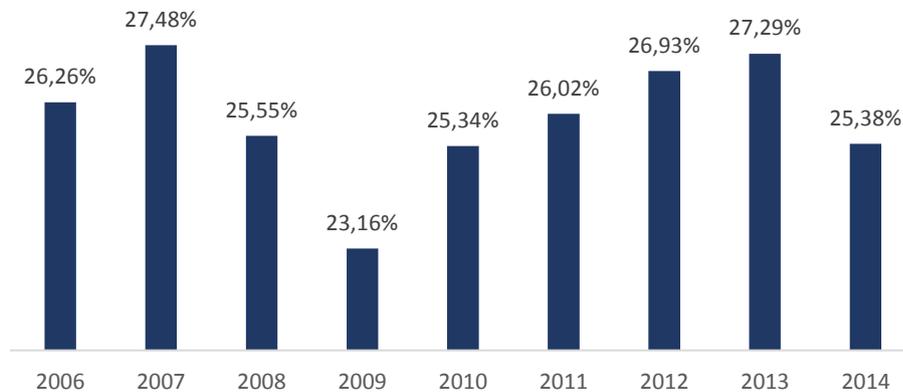
Fonte: CCEE – InfoMercado Dados Gerais.

Como resultado do aumento da percepção de custo pelo mercado livre, bem como pela redução da contribuição da indústria no PIB, em 2014 observou-se uma redução da participação do consumo deste ambiente em relação ao consumo total. Conforme evidenciado pelo gráfico 7, o consumo do ACL representava 23,16% do

⁶ De acordo com dados da EPE, o subsistema elétrico Sudeste/Centro-Oeste representou 58% do consumo total de eletricidade no Brasil entre janeiro e setembro de 2016.

consumo total de energia elétrica em 2009, e desde então vinha aumentando sua participação, chegando a 27,29% em 2013, para cair a 25,38% em 2014.

Gráfico 7 – Participação do ACL no consumo de energia elétrica



Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2015 e 2011).

A modicidade tarifária buscada pelo governo é apontada por especialistas como um sinal errado para os consumidores, uma vez que o custo aumentou muito para o sistema. Segundo o Instituto Acende Brasil, os esforços empreendidos pelo governo para redução das tarifas levaram a perda de credibilidade e confiança no setor, colocando em risco a sustentabilidade econômico financeira das empresas reguladas (O Estado de São Paulo, 16 de fevereiro de 2014).

Na experiência brasileira, a oferta de energia elétrica é sempre privilegiada relativamente à demanda; ou seja, o centro das atenções tem se voltado para a implantação de novas instalações de geração e/ou transmissão, pouco se avançando no incentivo à eficiência energética e na resposta dos consumidores a alterações nos custos. Cabe explorar, portanto, o potencial de resposta da demanda, opção que tem capacidade de produzir resultados rápidos e a um custo relativamente baixo, pois está mais ligada ao comportamento e à tecnologia do que a grandes investimentos em novas instalações de geração e transmissão. Trata-se de alternativa particularmente útil no gerenciamento de crises como a que hoje se configura. (FGV IBRE, 2015)

Dessa forma, conhecer mais pormenorizadamente as características de demanda de energia elétrica no País, bem como suas elasticidades em relação ao

preço, é fundamental para uma política de preços adequada, com vistas à maior eficiência. É neste aspecto que se insere a contribuição desse trabalho.

3. Revisão da Literatura Empírica sobre Demanda de Energia Elétrica

Um dos fundamentos da sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover energia elétrica para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis (Tolmasquim, 2012). Nesse sentido, o setor elétrico é estratégico e, se mal dimensionado, pode dificultar o crescimento econômico (Amaral e Monteiro, 2010).

Elasticidades preço e renda da função de demanda por energia elétrica no Brasil são relevantes não só para uma melhor otimização do planejamento energético, mas também para auxiliar o órgão regulador nas formulações de regras para o setor (Schmidt e Lima, 2004). Assim, uma importante ferramenta na esfera de planejamento e regulação de energia elétrica é a compreensão da demanda por eletricidade, seus determinantes e respostas a choques específicos em suas variáveis exógenas (Carlos *et al.*, 2009).

Ademais, a importância do uso eficiente de eletricidade é crescente e sua relevância é potencializada por mudanças significativas pelas quais o consumo de energia elétrica vem apresentando em função do ganho de eficiência energética dos aparelhos eletrodomésticos. Para fazer o uso desse insumo cada vez mais eficiente e compreender a reação dos consumidores a essas alterações, é especificamente importante desenvolver políticas de preços, que exigem uma profunda compreensão da demanda por eletricidade (Lucinda e Anuatti Neto, 2014; e Amaral e Monteiro, 2010).

Elasticidades preços podem ser usadas para interpretar como a demanda responde a variações no preço, indicar quão rapidamente consumidores compram substitutos para um produto cujo preço aumentou e como os consumidores valoram determinado bem. Um consumidor com um orçamento fixo no curto prazo tem três possibilidades às alterações no preço de um bem: (1) comprar outro bem como

substituto, (2) comprar menos do bem sem comprar outro substituto ou (3) continuar comprando a mesma quantidade e reduzir gastos em outros bens (NREL, 2006).

No caso de eletricidade, há pouco grau de substitutabilidade, principalmente no curto prazo. Para usos finais como aquecimento e cozinha, consumidores podem variar entre o uso de sistemas que utilizam eletricidade, como carvão ou gás natural, por exemplo. Mas existem inúmeros exemplos em que a fonte de eletricidade não pode ser substituída (NREL, 2006). Ainda assim, o consumidor tem a opção de comprar equipamentos mais eficientes e dispor do mesmo serviço usando menos eletricidade. Tipicamente, esse comportamento é considerado um ajuste de longo prazo, dada a durabilidade desse tipo de bem. Assim, teoricamente, a demanda por eletricidade pode ser relativamente inelástica a mudanças de preço no curto prazo e mais elástica no longo prazo.

A mensuração adequada das elasticidades dos consumidores de energia é essencial para o regulador, que precisa conhecer qual a taxa ideal para prover a cada distribuidora os incentivos certos de qualidade e investimento, sem deixá-la apropriar-se de toda a renda informacional (devido à assimetria em relação ao custo real da provisão de serviço e a estimada pelo regulador).

Essa informação também é primordial para as companhias, que precisam saber o limite inferior da taxa que permita que elas auferam lucros. Isto porque a elasticidade da demanda por um bem afeta diretamente a receita da distribuidora, pois produtos e serviços com demandas preço-inelásticas geram aumento de receita quando seu preço sobe e queda de receita quando seu preço cai. Assim, considerando-se a inelasticidade da demanda por energia elétrica, a modicidade tarifária não pode ser pensada como benefício a ser alcançado a qualquer custo, dado o impacto negativo sobre os lucros auferidos pelas companhias, o que pode afetar a qualidade do serviço prestado e demandar do regulador uma atuação mais presente.

Além disso, em razão da maneira como o equilíbrio entre oferta e demanda é alcançado nesse mercado no Brasil, com a demanda predefinindo a oferta, é fundamental que os formuladores de políticas compreendam como o consumo reage a variações exógenas em seus determinantes, de maneira que seja possível propor as melhores medidas que estimulem investimentos em infraestrutura energética e se desenhem os melhores mecanismos de sinalização de preço aos consumidores.

3.1. Literatura internacional

A relevância do tema é refletida na vasta literatura empírica internacional acerca da elasticidade-preço da demanda por energia e, em especial, por eletricidade. Os trabalhos utilizam diversas técnicas econométricas, formas funcionais, localidades e períodos de tempo. A primeira revisão de literatura de grande importância sobre o tema foi feita por Taylor (1975), trazendo resultados sobre a demanda residencial, comercial e industrial por energia elétrica.

De acordo com Taylor (1975), as magnitudes das elasticidades dos trabalhos por ele abordados dependiam muito da metodologia utilizada. Para a demanda residencial por energia elétrica, as elasticidades-preço de curto prazo variaram entre -0,9 e -0,13, enquanto a elasticidade de longo prazo variou entre -2,00 e zero. Já para o caso industrial, a maior parte dos estudos abordados calculou apenas a elasticidade de longo prazo, que variou de -1,94 a -1,25.

O trabalho realizado por Houthakker (1951), realizou estimações sobre a demanda residencial de energia elétrica para 42 províncias na Grã-Bretanha no período de 1937 a 1938. O modelo por ele proposto foi tal que:

$$\ln x = \alpha \ln M + \beta \ln p + \gamma \ln g + \delta \ln h + \varepsilon \quad (1)$$

Em que x é a média anual de consumo de eletricidade por consumidor, M é a média da renda por família, p é o preço da eletricidade de acordo com uma tarifa doméstica bipartida⁷, g é o preço marginal do gás, h é a propriedade média de equipamentos domésticos por consumidor e ε é o termo de erro aleatório. As elasticidades-preço e renda de longo prazo encontradas foram, respectivamente, -0,8928 e 1,166. Assim, mesmo no longo prazo a demanda residencial mostrou-se inelástica a variações na tarifa de energia elétrica. Cabe notar, ainda, que o resultado encontrado por Houthakker (1951) aponta que a demanda por eletricidade é mais sensível à renda do que aos preços.

⁷ Uma tarifa bipartida é tal que o consumidor paga um valor fixo para acessar o produto e mais um preço por unidade consumida. Definição de acordo com *The New Palgrave Dictionary of Economics*, disponível em: <http://www.dictionaryofeconomics.com/>.

Houthakker *et al.* (1973) estimaram elasticidades preço para demanda residencial por energia elétrica e gasolina para os anos de 1960 a 1971 para estados dos Estados Unidos, inserindo à análise ajustamentos parciais de fluxo, em que a razão entre a demanda do período corrente e a demanda do período anterior é proporcional à razão entre a demanda desejada para esse período e a desejada para o período anterior. As elasticidades preços de curto prazo encontradas foram de -0,03 e -0,09, enquanto as de longo prazo foram de -0,44 e -1,02. Verificou-se, ainda, que as elasticidades variam entre estados e que há correlação entre a elasticidade preço e grau de urbanização. A demanda torna-se mais elástica com a diminuição do grau de urbanização, exceto para estados mais rurais, que têm elasticidade positiva para ambos os produtos.

Bohi e Zimmerman (1984) atualizaram o artigo de Taylor (1975), realizando outro apanhado sobre estudos acerca da demanda por energia para amostras de vários países e em diversos períodos de tempo. Os estudos revisados por eles abrangem os setores residencial, comercial e industrial e estimam elasticidades para a demanda por eletricidade, gás natural e combustível. Para a demanda residencial por eletricidade, os artigos analisados apontam para elasticidades-preço de -0,2 no curto prazo e -0,7 no longo prazo. No caso de demanda industrial por eletricidade, as elasticidades-preço de curto prazo variaram entre -0,18 e -0,60 e, no longo prazo, foram de aproximadamente -1,5. Constatou-se, ainda, que os choques de preço na década de 1970 não mudaram as características estruturais do consumo.

Elkhafif (1992) calculou a demanda industrial por energia para a província de Ontario, no Canadá, usando uma especificação linear-logit e dados anuais de 1963 a 1990. Obteve-se as elasticidades-preço de curto e longo prazo, próprias e cruzadas, para eletricidade, gás natural, petróleo e carvão por meio de um procedimento em dois estágios, que assume que a firma otimiza seus objetivos e que a energia é fracamente separável de outros insumos no processo produtivo. O primeiro estágio determina o nível ótimo de demanda por energia como função de preço e renda e o segundo utiliza os preços relativos dos combustíveis para determinar o *market-share* de cada um deles.

Os resultados de Elkhafif (1992) mostram que a demanda é inelástica no curto prazo, mas muito mais responsiva a preços no longo prazo. Para o curto prazo, a elasticidade-preço foi de -0,147, e a de longo prazo de -0,697. As elasticidades

próprias são todas menores que um e as elasticidades cruzadas mostram que todos os pares são substitutos, exceto por haver complementariedade entre eletricidade e carvão, e gás natural e petróleo.

No trabalho realizado por Bentzen e Engsted (1993), as estimações foram realizadas para a demanda total de energia para a Dinamarca no período compreendido entre 1948 e 1990, a partir de dados anuais. Aplicou-se, para tanto, métodos de cointegração e correção de erros. Os resultados foram os seguintes: elasticidades-preço de curto e longo prazos de, respectivamente, -0,135 e -0,465, e elasticidades-renda de curto e longo prazos de, respectivamente, 0,666 e 1,213. Novamente, a demanda por eletricidade mostrou-se mais responsiva à renda do que a preços e preço-inelástica mesmo no longo prazo, como encontraram Houthakker (1951), Elkhafif (1992), Houthakker *et al.* (1973) e autores abordados no levantamento de Bohi e Zimmerman (1984).

Silk e Joutz (1997) modificaram a abordagem de Bentzen e Engsted (1993), usando cointegração e o modelo de ajustamento parcial, para estimar a demanda residencial anual por energia elétrica nos EUA de 1949 a 1993, e elaborar previsões para 1994 e 1995. As elasticidades-preço e renda foram, respectivamente, de -0,48 e 0,52. As estimativas estão próximas da extremidade inferior daquelas encontradas nos trabalhos investigados por Bohi e Zimmerman (1984), provavelmente em razão da inclusão explícita de variáveis relacionadas ao estoque de equipamentos, que segundo os autores foram omitidas em estudos anteriores e condicionam a resposta de demanda aos preços e à renda.

A análise de Silk e Joutz (1997) sugere também uma queda no nível de consumo industrial durante a década de 60 em razão da substituição de equipamentos elétricos, por causa da política fiscal da década e porque os preços observados não refletiam a instabilidade entre a oferta e a demanda por energia, aumentando o preço pago pelos consumidores.

Outro trabalho que utilizou métodos de cointegração foi o de Chang e Martinez-Chombo (2003), que estimaram a demanda por energia elétrica no México com dados mensais de janeiro de 1985 a maio de 2000, inserindo uma abordagem que permite que os coeficientes variem no tempo. Os autores estimaram a elasticidade-preço e renda de longo prazo com coeficientes fixos no tempo para preço e renda e, como

resultado, encontraram para o caso residencial, -0,44 e 1,95, respectivamente. Para o caso industrial, as elasticidades-preço e renda foram de -0,25 e 1,29. Por fim, o setor comercial apresentou elasticidades de -0,07 e 1,40 para preço e renda, respectivamente.

Chang e Martinez-Chombo (2003) testaram, ainda, uma configuração de demanda com coeficientes variantes no tempo. Neste caso, o parâmetro estimado para os preços não foi significativo para as funções de demanda dos setores residencial e comercial. Uma possível explicação seriam as distorções de preços resultantes dos subsídios dados pelo governo, que tornou preços determinantes fracos da demanda por eletricidade. Para esses casos, fatores relacionados à disponibilidade de eletricidade tornam-se mais relevantes. Para o setor industrial, a demanda respondeu ao preço relativo da eletricidade com respeito ao preço do diesel. De forma geral, a inserção da dinâmica ao modelo reduziu os coeficientes da elasticidade relativamente a estimação de coeficientes fixos no tempo.

Kamerschen e Porter (2004) estimaram a demanda residencial, industrial e total por eletricidade por meio de duas abordagens: ajuste parcial e equações simultâneas. Os dois modelos utilizam dados anuais de 1973 a 1998 para consumidores dos EUA. A alta durabilidade dos equipamentos que utilizam energia elétrica torna necessário que a estimação leve em conta o estoque desses equipamentos de forma implícita ou explícita. Portanto, os autores incluíram entre as covariadas a expectativa desses preços, calculadas assumindo-se expectativas racionais. A inclusão das expectativas decorre do fato de que a decisão do consumidor de comprar equipamentos, dada sua durabilidade, é provavelmente baseada em expectativas de seus preços, mais do que em preços atuais.

O modelo considerado mais apropriado por Kamerschen e Porter (2004) para o cálculo das elasticidades, contudo, é o de equações simultâneas, que tomam a seguinte forma:

$$\ln Q = \alpha_1 + \alpha_2 \ln P + \alpha_3 \ln X + \alpha_4 \ln G + \alpha_5 \ln D + \alpha_6 \ln H + \varepsilon \quad (2)$$

$$\ln P = \beta_1 + \beta_2 \ln Q + \beta_3 \ln L + \beta_4 \ln K + \beta_5 \ln F + \beta_6 \ln I + \beta_7 \ln T + u \quad (3)$$

Em que Q é a média anual de consumo por consumidor, P é o preço marginal da eletricidade residencial, X é o PIB, G é o preço real do gás natural, D são os graus-

dia de aquecimento⁸, H o tamanho médio dos domicílios, L o custo do trabalho, K o custo do capital, F o custo composto do combustível, I a razão entre consumo industrial e residencial, T o tempo. As variáveis H, I e T foram retiradas por causar multicolinearidade. Para este modelo, eles encontraram como elasticidade-preço um intervalo entre -0,85 e -0,94 para o setor residencial e entre -0,34 e -0,55 para o industrial.

Espey e Espey (2004) fizeram uma meta-análise de 36 estudos publicados entre 1971 e 2000 sobre a estimação da demanda residencial por energia elétrica cobrindo o período entre 1947 e 1997, tentando sumarizar quantitativamente essa literatura empírica de modo a prover informação para reguladores, formuladores de políticas e empresas de energia sobre a resposta do comportamento do consumidor a mudanças nos preços e na renda. As estimações das elasticidades-preço de curto prazo dos estudos abordados variam em um intervalo de -2,01 a -0,0004, com uma média de -0,35, enquanto as de longo prazo ficaram entre -2,25 e -0,04, com uma média de -0,85. Já as estimações das elasticidades-renda de curto prazo ficaram entre 0,04 e 3,48, com média de 0,28, e as de longo prazo estão contidas no intervalo de 0,02 a 5,72, com média de 0,97.

De acordo com o levantamento feito por Espey e Espey (2004), estudos que utilizam dados mensais permitiram medidas mais precisas da resposta do consumo a alterações de preços, que são aproximadas à média ou tornadas menos relevantes quando do uso de dados anuais. Os trabalhos que utilizam dados agregados tendem a produzir elasticidades-preço de longo prazo maiores, enquanto aqueles que utilizam dados desagregados tendem a produzir elasticidades-preço de curto prazo ligeiramente maiores. Os autores apontam, ainda, que os estudos que utilizam dados de fora dos EUA tendem a encontrar demandas menos elásticas a preços no curto prazo e mais elásticas no longo prazo do que aqueles que usam dados dos EUA, o que sugere que os consumidores americanos tendem a responder mais rapidamente a alterações nos preços, mas são menos sensíveis do que os consumidores de outros países no longo prazo. A inclusão de estoque de equipamentos reduz significativamente a elasticidade-preço de longo prazo, mas modelos de curto prazo

⁸ Graus-dias de aquecimento é um número que caracteriza a severidade de um clima, igual ao somatório das diferenças positivas registradas entre uma dada temperatura de base e a temperatura do ar exterior. Em outras palavras, é o cálculo da energia requerida para calefação. (Pasa e Junior, 2010)

que incluem estoques tiveram estimativas maiores da elasticidade-preço. Já a inclusão de preços de combustíveis substitutos tende a reduzir as elasticidades de longo prazo, mas sua omissão não influencia significativamente as estimações das elasticidades de curto prazo.

No caso da elasticidade-renda, Espey e Espey (2004) mostraram que a inclusão do estoque de equipamentos tende a influenciar os resultados, diminuindo de forma significativa a elasticidade-renda tanto no curto como no longo prazo. A inclusão de preços de combustíveis substitutos tende a diminuir significativamente a elasticidade-renda no curto prazo, mas não tem impacto relevante nas estimativas de longo prazo. O uso de dados regionais ao invés de dados agregados parece reduzir as estimativas da elasticidade-renda de longo prazo. Por fim, as estimações da elasticidade-renda tanto para o curto quanto para o longo prazo foram significativamente menores para os EUA com relação àquelas para outros países. Dado que os outros países considerados têm renda *per capita* menor que os EUA, à medida que a renda aumenta, a eletrificação, a aquisição de equipamentos, e a demanda tendem a aumentar a uma taxa relativamente rápida. Mas quando a eletrificação chega a 100% e a aquisição de equipamentos chega à saturação, o aumento da renda tende a ter impacto menor no consumo total de eletricidade.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, 2006), parte do Departamento de Energia dos Estados Unidos, examinou a relação entre demanda por energia e preços com foco na diferenciação entre níveis de agregação de dados, comparando-se estimativas regionais, estaduais e sub-estaduais. Para isso, utilizou-se um painel de dados a nível estadual sobre consumo residencial e comercial de eletricidade, e consumo residencial de gás natural, para 48 estados contíguos dos EUA. A premissa é de que características locais – como clima, restrição de oferta, custos de energia e demanda por gás natural - podem afetar o impacto das tecnologias de eficiência energética em preços de energia, oferta e consumo. Para o estudo, utilizou-se o modelo de demanda dinâmica desenvolvido por Houthakker *et al.* (1973). A demanda curto e longo prazo foi estimada usando valores defasados da variável dependente, juntamente com valores correntes e defasados dos preços de energia, população, crescimento da renda *per capita* e variação climática, por meio de um modelo de efeitos fixos. Diferenças de localidade foram estimadas pela adição de

termos de interação formados por variáveis indicadoras da região e regressores de interesse.

A análise do NREL (2006) indica que existem diferenças regionais e estaduais na relação entre preço e demanda para eletricidade e gás natural. Tende-se a haver consistência no uso residencial de eletricidade entre estados em uma mesma região e visíveis diferenças entre regiões na tendência de preços e demanda, particularmente para demanda residencial de eletricidade, indicando que esse nível de agregação é mais adequado para estudar-se a relação entre preço e demanda pelo insumo.

Ademais, o estudo desenvolvido pelo laboratório apontou que a relação entre demanda e preço é pequena, sendo a demanda relativamente inelástica ao preço. Para a demanda residencial por energia elétrica, a análise compreende o período entre 1977 e 2004 e o resultado aponta para uma elasticidade-preço de curto prazo igual a -0,24, enquanto os coeficientes das variáveis renda, população e gás natural foram insignificantes. Para a demanda comercial, a análise abrange os anos de 1977 a 1999, e a elasticidade-preço encontrada foi de -0,21. Os autores apontam que nos últimos 20 anos a relação parece não ter mudado significativamente, o que significa que existem poucas opções disponíveis para o consumidor em resposta a mudanças no preço da energia, e o preço não responde muito a mudanças na demanda. Por sua vez, como preços declinaram em termos reais na maior parte do período estudado, a inelasticidade da demanda pode ser decorrente da falta de aumento de preços.

Os principais resultados da literatura internacional mostram que as elasticidades-preço variam entre localidades, mas o mesmo padrão geral se mantém: a demanda por eletricidade mostra-se inelástica no curto prazo e mais elástica no longo prazo. Os preços, no entanto, tendem a ser determinantes fracos da demanda quando o governo oferece subsídios ao consumo (como sugerem Chang e Martinez-Chombo, 2003). Ademais, o consumo de energia elétrica tende a responder mais a variações na renda do que a variações no preço, mas varia entre países, tornando-se menos elástica quanto maior o nível de eletrificação e de aquisição de equipamentos.

Outro comportamento comum aos textos internacionais é a menor elasticidade-preço da demanda industrial em relação à demanda residencial por eletricidade (como fica claro em Bohi e Zimmerman, 1984; Chang e Martinez-Chombo, 2003; e Kamershen e Porter, 2004), em razão dos custos fixos associados a essa classe

consumidora. Cabe destacar, ainda, que a inclusão de variáveis associadas ao estoque ou ao preço de equipamentos ou de bens substitutos à eletricidade modifica expressivamente os resultados, mas varia de acordo com a disponibilidade de opções em cada localidade.

3.2. Caso brasileiro

Para o caso brasileiro, Modiano (1984) é um dos primeiros estudos sobre o tema. Ele estimou a demanda por eletricidade para as classes residencial, comercial e industrial, para o período de 1963 a 1982. Para todos os casos, considerou que a demanda por energia elétrica, independentemente de seu subsetor, varia conforme a seguinte equação:

$$\ln q_{it} = a_{0it} + a_{1it} \ln y + a_{2it} \ln p_{it} + \varepsilon \quad (4)$$

Em que q_i é a demanda por energia elétrica da classe consumidora i , p_i a tarifa média real para a classe consumidora, y a renda da economia e ε o termo de erro. Inseriu-se à equação o ajustamento parcial nos moldes de Houthakker *et al.* (1973), permitindo a obtenção de valores para o longo prazo.

Para as classes residencial, comercial e industrial, as elasticidades-preço de curto prazo encontradas por Modiano (1984) foram, respectivamente, -0,118; -0,062 e -0,451. Para o modelo de ajustamento parcial, apenas a classe industrial apresentou estimativas estatisticamente significantes da sensibilidade do consumo às tarifas reais de energia elétrica. O resultado obtido aponta para uma elasticidade-preço da demanda industrial de -1,22. Já as elasticidades-renda de curto prazo foram de 0,332, 0,362 e 0,502 e as de longo prazo de 1,13, 1,068 e 1,36, para os setores residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Os resultados de Modiano (1984) estão em consonância com a literatura internacional abordada à medida que apresentaram elasticidades-preço crescentes com o tempo e elasticidades-renda próximas à unidade. No entanto, os resultados contrariam àqueles obtidos pela literatura internacional no que se refere à comparação entre elasticidades-preço das categorias residencial e industrial. Enquanto para

Modiano (1984) a demanda industrial é mais elástica aos preços do que a demanda residencial, Kamerschen e Porter (2004), Bohi e Zimmerman (1984) e Chang e Martinez-Chombo (2003) encontraram o resultado oposto. Esse resultado pode decorrer de particularidades na definição de tarifas no Brasil e ao alto grau de subsídios ao consumo de energia elétrica residencial, com prováveis impactos sobre a sensibilidade dos consumidores às tarifas (Chang e Martinez-Chombo, 2003).

Andrade e Lobão (1997) estenderam a amostra de Modiano (1984) e aplicaram técnicas econométricas mais modernas, analisando apenas a demanda residencial por eletricidade entre 1963 a 1995 e fazendo projeções das quantidades demandadas para o período de 1997 a 2005, com base em dados anuais. Em razão da simultaneidade existente entre consumo e tarifa, utilizou-se o método de variáveis instrumentais, sendo os instrumentos o preço dos eletrodomésticos e os valores defasados da tarifa de energia e da renda. Para o longo prazo e para as projeções, utilizou-se um modelo vetorial de correção de erros (VECM). Chegou-se à conclusão de que as elasticidades-preço de curto e longo prazos eram -0,06 e -0,051; e as elasticidades-renda de curto e longo prazos eram 0,212 e 0,213.

Cabe destacar que a demanda residencial por eletricidade se mostrou mais elástica a variações nos preços no curto prazo do que no longo prazo no trabalho de Andrade e Lobão (1997), o que contraria os resultados anteriores. A diferença fica ainda mais evidente quando comparamos os resultados com a literatura internacional, em que a demanda por energia elétrica mostra-se muito mais responsiva a preços no longo prazo, conforme Taylor (1975), Kamerschen e Porter (2004) e Espey e Espey (2004). Como possível explicação para o resultado, Andrade e Lobão (1997) apontam o fato de que o consumo de eletricidade teria crescido por força da redução dos preços dos eletrodomésticos no período.

Schmidt e Lima (2004) utilizaram um vetor autorregressivo e um VECM, mas trabalharam com três classes de consumidores, mantendo a forma duplo-log utilizada por Modiano (1984) e Andrade e Lobão (1997), que permite calcular elasticidade de curto e longo prazo diretamente:

$$\log C_t = \log k + \alpha \log P_t + \beta \log Y_t + \delta \log L_t + \varphi \log S_t \quad (5)$$

Onde C_t é o consumo de energia elétrica no tempo t ; k é a constante; P_t é a tarifa de energia elétrica no tempo t , Y_t é a renda no tempo t , L_t é o preço dos aparelhos domésticos (residencial) ou eletrointensivos (ligados ao comércio e à indústria) no tempo t , S_t é o preço de um bem substituto à energia elétrica no tempo t (apenas para o segmento industrial).

Com uma série anual de 1969 a 1999, Schmidt e Lima (2004) chegaram à conclusão de que a elasticidade-preço de longo prazo da demanda residencial é -0,085. A elasticidade-preço de longo prazo das utilidades domésticas é -0,148, e a elasticidade-renda de longo prazo apresenta valor de 0,539. Já para a demanda comercial, o valor encontrado para a elasticidade-preço de longo prazo foi de -0,174, para a elasticidade-renda de longo prazo foi de 0,636, e para a elasticidade-preço dos materiais elétricos foi de -0,294.

No caso industrial, Schmidt e Lima (2004) estimaram dois modelos distintos, que diferem pela inclusão ou não do preço do bem substituto nas estimativas. Para o modelo que não inclui o preço do bem substituto, as estimativas obtidas para o coeficiente de preço não foram significantes. Com a inclusão do preço do bem substituto (combustíveis), a elasticidade-preço de longo prazo da demanda industrial foi de -0,545, mostrando que ainda que inelástica, a energia elétrica parece poder ser substituída de alguma forma por outra fonte de energia. Assim como encontrado por Modiano (1984) e em contraposição à literatura internacional, os resultados de Schmidt e Lima (2004) mostram que consumidores industriais tendem a responder mais a variações nos preços da eletricidade do que consumidores residenciais.

A elasticidade-renda para a classe industrial encontrada por Schmidt e Lima (2004) foi de 1,916, considerada pelos autores demasiadamente alta quando comparada com os valores obtidos em outros estudos, mas em linha com a premissa de Modiano (1984) de que não se pode rejeitar a hipótese de que esse valor seja maior do que um. Os autores, no entanto, sugerem o uso de séries mensais e de outra modelagem econométrica para que se avalie a robustez do resultado. Finalmente, as elasticidades-preço de longo prazo das máquinas e equipamentos foi de -0,465, e dos combustíveis, de -0,0267.

Schmidt e Lima (2004) trazem uma reflexão importante acerca do comportamento do consumidor, que de alguma forma contraria os resultados

observados pela literatura e por eles encontrados. De acordo com os autores, as estimações de elasticidades-preço geralmente são baixas, mostrando que o consumidor é pouco sensível a variações nos preços de energia elétrica. Desta forma, esperar-se-ia que uma política de racionamento, cuja punição seja via preço, não seria a mais apropriada entre outras possíveis. No entanto, no período do racionamento energético, houve grande adesão da população às metas.

Neste contexto, Siqueira *et al.* (2006) propõem uma metodologia para incorporar os efeitos do racionamento de 2001 nas previsões da demanda por energia elétrica e apresentam estimativas das elasticidades renda e preço, de curto e longo prazo, para as classes de consumo residencial, industrial e comercial do Nordeste brasileiro. Para modelar a recuperação da demanda por energia, no período pós-racionamento, foi adotada a hipótese de que o consumo converge, assintoticamente, para a sua tendência de longo prazo.

As estimações de Siqueira *et al.* (2006) foram executadas com dados anuais de 1970 a 2003. Três métodos econométricos foram utilizados: Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), Mínimos Quadrados em Dois Estágios (MQ2E) e VAR sob a representação de um MCE (VECM). No caso residencial, a elasticidade-preço encontrada foi de -0,742 para o MQ2E, enquanto as elasticidades-preço de curto e longo prazo obtidas pelo MCE foram de -0,298 e -0,41. Para o comercial, o parâmetro obtido pelo MQ2E foi de -0,345, e por MCE foram de -0,237 para o curto prazo e -0,502 para o longo prazo. Para o caso industrial, por fim, as elasticidades-preço encontradas foram de -0,609 pelo MQ2E e de -0,342 e -0,445 pelo MCE para curto e longo prazo, respectivamente. Para a elasticidade-renda de longo prazo para o Nordeste, os autores encontraram o valor de 1,181.

Os resultados encontrados por Siqueira *et al.* (2006) corroboram os de outros trabalhos analisados, à exceção do trabalho de Andrade e Lobão (1997): as elasticidades-preço de curto prazo são inferiores às elasticidades de longo prazo para todos os setores. Para a classe residencial, a elasticidade-preço de longo prazo ficou próxima à obtida por Modiano (1984). Já para a classe comercial, os valores obtidos foram maiores em valor absoluto do que aqueles obtidos por Modiano (1984) e Schmidt e Lima (2004). As elasticidades obtidas para a demanda industrial, por sua vez, também são compatíveis com os resultados de Schmidt e Lima (2004), sendo inelásticas mesmo no longo prazo. Observa-se, por fim, que a demanda comercial se

mostra menos inelástica a preços quando comparada com as outras classes, ao contrário dos resultados encontrados por Modiano (1984) e Schmidt e Lima (2004).

Siqueira *et al.* (2006) constataram, ainda, que as elasticidades variam no tempo e entre regiões geográficas, e que o racionamento influencia as suas estimativas. As previsões realizadas corroboram a constatação de que após o racionamento os consumidores de todas as classes estão retomando antigos hábitos de consumo e convergindo para a tendência de longo prazo do consumo de energia elétrica. Os autores não explicam, contudo, a indagação colocada por Schmidt e Lima (2004) acerca da controvérsia entre a inelasticidade da demanda por eletricidade ao preço e a alta responsividade dos consumidores às metas colocadas pelo governo brasileiro na crise energética de 2001.

Após o trabalho de Siqueira *et al.* (2006), outros autores buscaram testar a existência de quebras estruturais na demanda por eletricidade no Brasil. Carlos *et al.* (2009) utilizam a metodologia de *Time Varying Parameter* em um *Error Correction Model* (TVP-ECM) para testar se houve quebra estrutural e se os coeficientes de elasticidade da demanda por eletricidade são constantes no tempo. O procedimento realizado pelos autores consistiu em quatro passos, depois de confirmar que as variáveis são não estacionárias: primeiro, estimou-se a equação de cointegração com as variáveis do setor, que dá a relação de longo prazo entre elas. Depois, analisou-se a dinâmica de curto prazo, com um ECM. No terceiro passo, testou-se a quebra estrutural na equação do ECM. Finalmente, rodou-se um modelo *State Space* que dá a dinâmica das elasticidades cuja estabilidade foi testada.

Para as estimações, Carlos *et al.* (2009) utilizaram dados mensais de janeiro de 1999 a dezembro de 2007. A demanda residencial apresentou elasticidade-preço de -0,98. A industrial, por sua vez, foi de -0,24. Os autores sugerem que a baixa elasticidade-preço da demanda industrial pode ser uma consequência do aumento significativo na autoprodução nos anos anteriores ao trabalho. Mostrou-se, ainda, que as elasticidades-preço variaram durante o período analisado: a sensibilidade da demanda às tarifas diminuiu com o tempo, especialmente a da classe industrial. As elasticidades-renda de curto e de longo prazo foram 1,06 e 1,76 para os consumidores industriais e de 0,19 e 1,31 para os consumidores residenciais. Contudo, a série temporal reduzida utilizada para as estimações pode comprometer os resultados, principalmente para o longo prazo.

De acordo com os resultados de Carlos *et al.* (2009), os consumidores residenciais apresentaram maior sensibilidade aos preços do que os de outros trabalhos para o caso brasileiro ao trazerem à análise a quebra estrutural causada pelo racionamento. Ademais, a demanda residencial mostrou-se mais elástica do que a demanda industrial, indo de encontro aos resultados de Modiano (1984) e Schmidt e Lima (2004), mas em consonância com a literatura internacional.

Amaral e Monteiro (2010) utilizaram a mesma forma funcional de Modiano (1984) e Andrade Lobão (1997) para atualizar as estimativas de elasticidade-preço e renda de energia elétrica e averiguar se o consumo se alterou de forma permanente após o racionamento de energia elétrica em 2001. Para tanto, estimou-se o seguinte modelo por Mínimos Quadrados Ordinários:

$$\ln C_t = \ln K + \alpha \ln P_t + (\beta + \varphi d1_t) \ln Y_t + \delta \ln E_t \quad (6)$$

Onde C_t é o consumo de energia elétrica (*per capita*), P_t é a tarifa residencial, Y_t é a renda (*per capita*), E_t é o preço dos eletrodomésticos, $d1_t$ é uma *dummy* para o período após o racionamento. O trabalho compreende o período entre 1974 a 2008 e utiliza dados anuais. A equação encontrada indica que, a cada acréscimo de 1% no preço da tarifa, o consumo cai 0,43%; e a cada acréscimo de 1% no preço dos eletrodomésticos, o consumo diminui 0,28%. Até 2000, o acréscimo de 1% na renda elevava o consumo em 0,74%, mas após o “apagão” esse percentual caiu para 0,61%. Os resultados encontrados estão próximos dos de Modiano (1984), de -0,403 para elasticidade-preço e de 1,13 para elasticidade-renda. De acordo com os autores, a redução na elasticidade-renda após o racionamento energético sugere que as famílias tornaram seu consumo mais eficiente, reduzindo a despesa com eletricidade e destinando sua renda a outras fontes de consumo e/ou poupança. Neste sentido, seriam necessárias avaliações acerca do efeito do ganho de eficiência do consumo de energia elétrica dos eletrodomésticos, que possivelmente alteraram o perfil de consumo e, portanto, devem ser incorporados às estimações.

Lucinda e Neto (2014), por sua vez, propuseram um modelo econométrico para estimar a demanda por energia elétrica e capacidade dos consumidores industriais brasileiros, considerando as particularidades associadas a essa classe de consumo. Para tanto, os autores usam dados mensais de janeiro de 2002 a dezembro de 2006,

de 646 grandes consumidores industriais brasileiros. Propõe-se um modelo estrutural que integra a escolha por modalidade tarifária com a demanda por energia nos horários de pico e fora de pico. Assim, a escolha é modelada em dois estágios: determina-se primeiro qual o tipo de tarifa e depois as diferentes demandas por energia e capacidade dos diferentes produtos.

A escolha de modalidade foi estimada por Lucinda e Neto (2014) por máxima verossimilhança e os modelos do nível inferior foram estimados por *Seemingly Unrelated Regression* (SUR), de acordo com um modelo AIDS⁹. As demandas pelos diferentes serviços (capacidade e energia, separados por horário de pico e horário fora de pico) são elásticas a preços, mas variam significativamente entre as especificações e modalidades tarifárias. Lucinda e Neto (2014), ao incorporarem especificidades inerentes à escolha dos consumidores industriais de energia elétrica à estimação, encontraram resultado distinto ao padrão reproduzido nos trabalhos anteriormente abordados: a demanda dessa classe consumidora é preço elástica em suas estimações.

Destaca-se, ainda, que ao menos em uma das modalidades tarifárias, as estimações de Lucinda e Neto (2014) demonstram que há complementariedade entre energia e capacidade nos diferentes períodos do dia. Ademais, o padrão das elasticidades cruzadas demonstra que há substituição ao longo do dia: em resposta a um aumento no preço do serviço em apenas uma parte do dia, os consumidores deslocam sua demanda para a parte do dia em que esse preço não subiu.

Os resultados para o caso brasileiro mostram que, em geral, a demanda por eletricidade é inelástica ao preço, mas torna-se mais elástica a variações no preço e na renda com o tempo. Ademais, há indícios de que a crise energética de 2001 alterou o padrão de consumo dos brasileiros, representando uma quebra estrutural que deve ser incorporada às estimações. Cabe destacar, por fim, a importância de se considerar particularidades das classes consumidoras, uma vez que há controvérsias acerca da sensibilidade a preços dos consumidores industriais – ora mais responsivos do que os consumidores residenciais ou mesmo com demanda preço-elástica, ora com elasticidades-preço demasiado baixas e inferiores às da classe residencial.

⁹ *Almost Ideal Demand System* (AIDS) é um modelo proposto por Deaton e Muellbauer (1980), usualmente utilizado para a estimação da demanda de produtos diferenciados.

Destaca-se, portanto, a importância do tema e a existência de espaço na literatura para atualizar e refinar a análise e a estimação da demanda por energia elétrica e suas elasticidades, considerando-se as particularidades setoriais, com novas técnicas e evidências empíricas.

4. Metodologia

Dentre os objetivos deste trabalho está a estimação da demanda por energia elétrica e, em especial, sua elasticidade-preço para os dois ambientes de contratação existentes no Brasil: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), dado que as diferenças na maneira de contratação dos dois ambientes refletem-se no comportamento dos consumidores em cada mercado, conforme evidenciado no capítulo anterior.

A separação entre os dois ambientes fora desconsiderada pela literatura que busca estimar a demanda por eletricidade no Brasil, ainda que essa alteração institucional tenha ocorrido desde 1995 e pareça afetar substancialmente a reação dos consumidores a alterações na tarifa.

A análise dos dados mostra que os consumidores do ACL tendem a ser mais sensíveis a preços do que os consumidores do ACR, ainda que o mercado livre seja composto por grandes consumidores de energia, com grandes custos fixos associados a suas características. Isso provavelmente ocorre porque os consumidores livres percebem mais as variações nos custos de produção de energia elétrica do que os consumidores regulados.

Nesse sentido, é imprescindível que se considere a separação dos mercados na análise e estimação da demanda, em especial considerando que o consumo pode responder mais rapidamente a alterações nos custos do que grandes investimentos, sendo fundamental para o gerenciamento de crises de suprimento como a que ocorreu no período recente.

Esta seção descreve os dados utilizados, os testes realizados e o modelo estimado.

4.1. Dados

Os dados para a estimação poderiam ser anuais ou mensais. Apesar do fato de que outros trabalhos que estimaram as elasticidades para o Brasil apresentaram séries anuais, optou-se por vários motivos pelo uso de dados mensais. Variações mensais permitem captar efeitos específicos de algumas variáveis, como a reação do consumo regulado às bandeiras tarifárias.

Ademais, na prática, as tarifas de energia elétrica costumam ser aplicadas mensalmente. Portanto, o comportamento do consumidor pelo qual se deseja estudar, é realizado e observado em bases mensais. As sinalizações e a tomada de decisão são realizadas mensalmente. Dados anuais iriam amortecer a série. Apesar dos reajustes serem anuais em alguns casos, o comportamento do consumidor pode se alterar pela mudança no valor total de sua conta (maior consumo) e não necessariamente no valor da tarifa aplicada ao consumo (ainda que contemple fatores sazonais). Assim, o uso de dados anuais traz um descasamento temporal que pode ser fonte de viés, dado que o efeito dos preços e outras covariadas que variam ao longo do ano podem ser confundidos nos dados, ficando difícil distinguir e identificar separadamente o efeito direto das variações de preços marginais (Reiss e White, 2005).

Ademais, segundo Espey e Espey (2004), estudos que utilizam dados mensais permitiram medidas mais precisas da resposta do consumo de eletricidade a alterações de preços, que são aproximadas à média ou tornadas menos relevantes quando do uso de dados anuais.

Para quantidade e preço, serão utilizados dados mensais da demanda realizada por energia elétrica em MWh e da tarifa média de energia elétrica (R\$/MWh) entre janeiro de 2003 e junho de 2016. Os dados foram obtidos junto à ANEEL por meio do portal da Lei de Acesso à Informação.

As variáveis quantidade e preço estão divididas entre consumidores livres e cativos, e dentro esta divisão segregados entre as classes de consumo. O indivíduo do painel em questão é a classe consumidora, cujo comportamento tende a ser homogêneo.

Para o ACL, os dados compreendem as seguintes classes de consumo: autoprodutor, comercial, fonte incentivada, industrial, poder público, reserva de capacidade, rural, serviço público e serviço público (tração elétrica). Já o ACR abrange as classes: comercial, serviços e outras; consumo próprio; iluminação pública; industrial; poder público; residencial; rural; rural aquicultor; rural irrigante; serviço público (tração elétrica); e serviço público (água, esgoto e saneamento).

Tabela 1 – Classes consumidoras por ambiente de contratação

ACL	ACR
Autoprodutor	Comercial, serviços e outras
Comercial	Consumo próprio
Fonte incentivada	Iluminação Pública
Industrial	Industrial
Poder Público	Poder Público
Reserva de Capacidade	Residencial
Rural	Rural
Serviço Público	Rural aquicultor
Serviço Público (tração elétrica)	Rural irrigante
	Serviço Público (tração elétrica)
	Serviço Público (água, esgoto e saneamento)

Assim, a amostra oferece 20 classes consumidoras ($n = 20$) ao longo de 150 meses ($T = 150$). Este é o caso de um painel longo ($T > n$), em que se destaca a necessidade de considerar componentes autorregressivos para os resíduos da regressão, de modo que as estimativas sejam mais eficientes (Fávero e Belfiore, 2015).

Ademais, como um único consumidor pode fazer parte de mais de um ambiente de contratação (um consumidor parcialmente livre, por exemplo), ou migrar de um ambiente para o outro ao longo do tempo, deve-se atentar para a possibilidade de existência de dependência *cross section*.

Como não há dados disponíveis para todas as classes consumidoras em todos os meses, trata-se de um painel desbalanceado. Assim, o total de observações é de 2.637.

Além das variáveis para quantidade e preço, outras variáveis de controle foram utilizadas, quais sejam¹⁰:

- ACL: *dummy* para especificação do ambiente de contratação, em que ACL = 1 se a classe consumidora refere-se ao ambiente de contratação livre e ACR = 0 se a classe consumidora refere-se ao ambiente de contratação regulada. Esta variável também foi obtida junto à ANEEL por meio do portal da Lei de Acesso à informação;
- PIB *per capita*: divisão do PIB nominal mensal pela população mensal. O PIB mensal foi obtido por meio do portal IPEA Data, com base em dados do Banco Central. Já a fonte da população mensal são projeções do IBGE;
- Estações do ano (verão, outono e inverno): *dummies* para as estações do ano, em que a primavera é o período base. Esta variável visa captar alterações sazonais no consumo;
- Bandeiras tarifárias (vermelha e amarela): *dummies* para as bandeiras tarifárias, em que a bandeira verde é o marco. A inserção desta variável é inédita na literatura e busca verificar se esta alteração institucional representou modificações no comportamento do consumidor. A fonte para esta informação é a ANEEL;
- DEC: é um indicador da qualidade do fornecimento de energia. Especificamente, DEC refere-se à Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, isto é, a duração média da queda de energia para os consumidores regulados. O intuito de inserir esta variável é verificar se a qualidade do fornecimento afeta o consumo, além de captar o fato de que o consumo pode cair apenas por não haver fornecimento, não sendo uma escolha do consumidor. Sua inserção na estimação da demanda por eletricidade é inédita. Os indicadores foram obtidos por meio da ANEEL em base mensal para cada distribuidora, sendo transformados em média ponderada pela quantidade de consumidores atendidos por cada uma das distribuidoras;
- INPC eletrodomésticos e equipamentos: índice de preços de bens complementares ao consumo de energia elétrica, cuja fonte é o IBGE;

¹⁰ A descrição e a fonte das variáveis estão detalhadas no Apêndice B.

- IPA combustíveis: índice de preço de bem substituto ao consumo de energia elétrica, cuja fonte é o IBRE/FGV;
- Número de dias de cada mês da amostra.

4.2. Testes

Considerando as características dos dados disponíveis e para melhor especificação do modelo a ser utilizado, foram realizados testes para a existência de correlação serial, heteroscedasticidade e dependência *cross section*.

Como os consumidores tendem a suavizar seu consumo a longo do tempo, é razoável supor que os erros para cada classe consumidora sejam correlacionados entre períodos. Como a correlação serial causa viés na estimação dos erros padrões, tornando os resultados menos eficientes, é necessário verificar se existe correlação serial no termo de erro idiossincrático. O teste proposto por Wooldridge (2002) para autocorrelação serial de primeira ordem (AR(1)) requer poucas hipóteses e é fácil de implementar. Ademais, Drukker (2003) mostra que esse teste tem boas propriedades para amostras de tamanho razoável. A hipótese nula é de que os erros não são serialmente correlacionados.

Como o indivíduo do painel são classes consumidoras, com diferentes tamanhos e características, é razoável supor que os erros são heteroscedásticos (Wooldridge, 2006). Para confirmar essa hipótese, foi utilizado o teste de Wald modificado, que aumenta o poder do teste de Wald convencional, principalmente em amostras reduzidas, ao violar o pressuposto básico que os erros sejam independentes e normalmente distribuídos. A hipótese nula do teste é que a variância dos erros é homocedástica.

Testar para dependência *cross section* também é importante para o caso de dados em painel com poucos indivíduos, dado que os parâmetros de um sistema econômico geralmente se influenciam mutuamente. No caso do presente trabalho, é razoável supor que as classes de consumidores possuem algum tipo de influência mútua, inclusive um mesmo indivíduo (unidade consumidora) pode estar enquadrado em um grupo distinto. Entretanto, na literatura e nos modelos de regressão tradicionais, a maioria dos estimadores pressupõe que não existe dependência entre

as *cross sections*. E, caso esses sejam usados, corre-se o risco de estarem sendo estimadas regressões espúrias. Por isso, para detectar tal dependência é usado o teste de Pesaran (2004), com a hipótese nula de independência contemporânea na *cross section*. O teste comporta-se de forma satisfatória não só em grandes amostras, mas também com amostras reduzidas, na presença de quebras estruturais e raízes unitárias.

Os resultados dos testes encontram-se na tabela 2, a seguir, e foram realizados para três amostras diferentes: demanda total, ACL e ACR, as mesmas em que são divididos os modelos estimados.

Para as três amostras e para todos os testes, as hipóteses nulas são rejeitadas, indicando a presença de correlação serial de primeira ordem, heteroscedasticidade e dependência *cross section* contemporânea.

Tabela 2 – Resultados dos testes¹¹

	Heteroscedasticidade Wald modificado		Correlação serial Wooldridge(2002)		Dependência <i>cross-section</i> Pesaran	
Demanda total	chi2	2900000,00	F(1,19)	51,12	<i>Pesaran's test of cross sectional independence</i>	14.865
	Prob>chi2	0	Prob>F	0		
ACL	chi2	37432,21	F(1,8)	35,87	<i>Pesaran's test of cross sectional independence</i>	18.002
	Prob>chi2	0	Prob>F	0.0003		
ACR	chi2	96512,26	F(1,10)	21,31	<i>Pesaran's test of cross sectional independence</i>	4.807
	Prob>chi2	0	Prob>F	0,001		

4.3. Modelo

A demanda por eletricidade, para qualquer das classes de consumo, é derivada da necessidade de um indivíduo, indústria ou firma fazer determinado aparelho elétrica ou máquina funcionar. Assim, a eletricidade pode ser interpretada como um

¹¹ Os testes retratados na tabela 2 referem-se apenas à especificação base do modelo, mas os testes foram feitos para todas as especificações e confirmaram a rejeição das hipóteses nulas em todos os casos.

fator que participa de processos ou atividades produtoras de bens (Schmidt e Lima, 2004).

Assim, partimos da seguinte “função de demanda derivada” por energia elétrica, amplamente utilizada pela literatura¹²:

$$C_t = kP_t^{\beta_1}Y_t^{\beta_2} \quad (7)$$

O que, tomando o seu logaritmo, chega-se à seguinte equação linear de demanda por energia elétrica:

$$\ln C_t = \ln k + \beta_1 \ln P_t + \beta_2 \ln Y_t \quad (8)$$

Em que:

- i. k é o intercepto;
- ii. C_t é o consumo de energia elétrica no tempo t ;
- iii. P_t é a tarifa de energia elétrica no tempo t ; e
- iv. Y_t é a renda ou produção no tempo t .

Inserindo as variáveis descritas anteriormente, temos que o modelo a ser estimado é tal que:

$$\ln consumo_{it} = constante + \beta_1 \ln tarifa_{it} + \beta_2 \ln tarifa_{it} * ACL + \beta_3 \ln PIBpercapita_t \quad (9)$$

Em que o termo de interação $\ln tarifa * ACL$ permite que o modelo retorne diferentes elasticidades-preço para os mercados livre e regulado: de acordo com a análise do setor, espera-se que o ACL seja mais sensível a preços do que o ACR. A mesma equação, sem o termo de interação, também foi estimada reduzindo-se a amostra apenas ao mercado livre ou ao mercado regulado, separadamente.

Para verificar a robustez do modelo, foram estimadas outras especificações, com adição gradual das variáveis anteriormente descritas: *dummies* para as estações, para controlar para sazonalidade; INPC eletrodomésticos e equipamentos ou IPA

¹² A função de demanda Cobb-Douglas foi utilizada por Modiano (1984), Andrade e Lobão (1997), Schmidt e Lima (2004), Kamerschen e Porter (2004), Amaral e Monteiro (2010), dentre outros.

máquinas e equipamentos, como índices de preços de bens complementares à eletricidade; IPA combustíveis ou INPC combustíveis domésticos, como índices de preços de bens substitutos à eletricidade; *dummies* para as bandeiras tarifárias, para avaliar se este mecanismo alterou o comportamento do consumidor; DEC, para controlar para quedas no fornecimento, que podem impactar o consumo independentemente da escolha do consumidor; e *dummy* para o período de isenção do IPI para a linha branca, buscando avaliar se a isenção impactou o consumo do ACR.

Uma vez definida a equação a ser estimada, deve-se optar pelo método econométrico a ser utilizado.

O método de estimação foi escolhido levando-se em consideração (i) o objetivo deste trabalho, especialmente a estimação da elasticidade-preço de curto prazo da demanda por eletricidade dos ambientes de contratação livre e regulado; (ii) características dos dados; e (iii) os resultados dos testes econométricos.

Como o objetivo deste trabalho limita-se à estimação da elasticidade-preço de energia elétrica para o curto prazo, até pelo tamanho da amostra disponível (apenas 12,5 anos), foram descartados métodos de cointegração. Ainda, o modelo deve ser factível, eficiente e não viesado para painéis longos ($T > n$) e desbalanceados. Ademais, a teoria e os resultados dos testes indicam que o método utilizado deve ser robusto à heteroscedasticidade, à correlação *cross-section*, e à autocorrelação serial. Assim, opta-se pelo método de dados em painel com erros padrões corrigidos, com erros AR(1) e correlação *cross-section* contemporânea (Hoechle, 2007; Fávero e Belfiore, 2015)¹³, que chamaremos PCSE (*Panel-Corrected Standard Errors*).

O PCSE produz estimativas Prains-Winsten quando há autocorrelação. Nesse caso, as estimativas dos parâmetros estão condicionadas às estimativas dos parâmetros de autocorrelação. A estimativa da matriz de variância-covariância dos parâmetros é assintoticamente eficiente sob a estrutura de covariância assumida dos distúrbios e utiliza a estimativa FGLS da matriz de covariância dos erros.

¹³ O modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios robustos à autocorrelação serial não corrigem para heteroscedasticidade, sendo, portanto, descartados. O método *feasible generalized least*, além de produzir resultados otimistas, não permite corrigir para autocorrelação serial no caso de painéis não balanceados, sendo também descartado.

Se a estrutura de covariância assumida estiver correta, as estimativas do FGLS¹⁴ são mais eficientes, mas Beck e Katz (1995) mostraram que as estimativas completas de variância-covariância do FGLS são tipicamente (e inaceitavelmente) otimistas quando usadas para painéis com $T > n$, concluindo que as estimativas PCSE tem probabilidades de cobertura mais próximas do normal.

A correção para erros AR(1) utilizada é específica para painéis e considera que, dentro de painéis, há autocorrelação de primeira ordem e que o coeficiente do processo AR(1) é específico para cada painel. Além disso, o método cálculo do parâmetro de autocorrelação é o de séries temporais.

Ademais, dado que o número mínimo de observações por indivíduo é inferior à metade do número médio de observações por indivíduo, utilizou-se uma opção que especifica como as observações indisponíveis são tratadas ao estimar a matriz de covariância dos erros. Neste caso, o estimador utiliza todas as observações comuns aos indivíduos que contribuem para a covariância para calculá-la¹⁵. A alternativa a esse caso especifica que toda a matriz de covariância seja computada somente nas observações (períodos) que estão disponíveis para todos os indivíduos.

5. Resultados

Esta seção foca nos resultados do modelo, e divide-se em três subseções: demanda total, ambiente de contratação livre e ambiente de contratação regulado. A separação da amostra entre mercado livre e regulado busca apenas captar diferenças entre os dois mercados que não puderam ser avaliadas quando da estimação da demanda total.

5.1. Demanda total

A tabela 3 apresenta os resultados das estimativas para a totalidade da amostra, para quatro especificações distintas. Para todas as especificações, os resultados das variáveis de interesse foram estatisticamente significantes a 1% e

¹⁴ *Feasible Generalized Least Squares*.

¹⁵ Para o caso ACR, essa especificação não foi necessária.

tiveram os resultados esperados: a demanda responde negativamente a aumentos da tarifa, e ainda mais negativamente para o caso de consumidores do mercado livre, enquanto variações no *PIB per capita* representam incrementos na demanda.

A especificação (1) é a mais geral, está em consonância com a literatura e segue o modelo da equação (9). Neste caso, a elasticidade-preço da demanda por eletricidade do ACR foi de -0,244, enquanto a do ACL foi de -0,883, ambas significativas a 1%. Já a elasticidade renda foi igual a 0,536.

A segunda estimação adicionou à primeira as *dummies* para as estações, para controlar alterações sazonais do consumo. Os resultados das variáveis de interesse mantiveram-se significantes (a 1%) e com os sinais esperados: a elasticidade-preço da demanda do mercado regulado foi de -0,225 e a do mercado livre foi de -0,913. A elasticidade-renda aumenta em relação à primeira especificação, passando a 0,666. Quanto as *dummies* para as estações, apenas a referente ao outono foi significativa (a 5%), indicando que o consumo aumenta cerca de 6% nesta estação em relação à primavera.

A especificação (3) adiciona à primeira dois índices de preços: um para bens complementares à eletricidade (INPC eletrodomésticos e equipamentos) e outro para bens substitutos (IPA combustíveis). Neste caso, o consumidor regulado torna-se um pouco menos sensível a alterações na tarifa, com elasticidade-preço de -0,169, significativo a 1%. Já o consumidor livre mantém a magnitude da elasticidade preço da primeira especificação, igual a -0,883, também significativo a 1%. A sensibilidade do consumidor a variações no *PIB per capita* também apresentou resultado semelhante à primeira especificação, de -0,529.

A última especificação é a mais completa. Além das variáveis adicionadas nos modelos (2) e (3), foram inseridas *dummies* para as bandeiras tarifárias (vermelha e amarela) e a variável DEC (índice de qualidade no fornecimento de energia elétrica). Neste caso, aumentos na tarifa indicam queda de 12,6% no consumo do ACR e de 88,4% no consumo do ACL. Já aumento do *PIB per capita* implica aumento de 64,7% no consumo de eletricidade.

Tabela 3 – Resultados das estimativas – Demanda total

Inconsumo	(1)	(2)	(3)	(4)
Intarifa	-0,244***	-0,225***	-0,169***	-0,126***
Intarifa*ACL	-0,639***	-0,658***	-0,714***	-0,758***
lnPIBpercapita	0,536***	0,666***	0,529***	0,647***
INPCeletrodom	-	-	0,002	0,004
IPAcombust	-	-	0,000	0,001
verão	-	0,028	-	0,022
outono	-	0,061**	-	0,062**
inverno	-	0,030	-	0,030
vermelha	-	-	-	0,045
amarela	-	-	-	-0,011
DEC	-	-	-	0,019
constante	10,317***	9,341***	10,377***	9,478***
Número de observações	2629	2629	2629	2629
R ²	0,896	0,897	0,896	0,908
Prob>chi2	0	0	0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

Para testar a robustez do modelo, estimou-se o consumo como função das mesmas variáveis, mas agora dividido pelo número de dias úteis de cada mês, também por meio do estimador PCSE. Dias úteis, contudo, são considerados apenas para as classes de consumo referentes a poder público e industrial. Para as demais classes, utilizou-se o número de dias de cada mês (dado que não há porque supor que essas classes não consumiriam energia elétrica nos finais de semana e feriados).

A consideração consumo diário médio é também inédita, não tendo sido encontrada na literatura que buscou estimar a demanda por eletricidade no País. Consideramos a análise relevante, uma vez que o consumo pode variar simplesmente em decorrência da existência de mais ou menos dias úteis em cada mês.

A tabela 4 apresenta os resultados das estimativas considerando o consumo “útil” (isto é, o consumo dividido pelo número de dias “úteis”, conforme definição acima) e os compara com os resultados da tabela 1 (apenas consumo).

Tabela 4 – Resultados estimativas – comparação consumo com consumo “útil”

Inconsumo	(1)		(2)		(3)		(4)	
	consumo	consumo "útil"						
Intarifa	-0,244***	-0,186***	-0,225***	-0,186***	-0,169***	-0,185***	-0,126***	-0,185***
Intarifa*ACL	-0,639***	-0,664***	-0,658***	-0,666***	-0,714***	-0,665***	-0,758***	-0,666***
lnPIBpercapita	0,536***	0,431***	0,666***	0,479***	0,529***	0,435***	0,647***	0,459***
INPCeletrodom	-	-	-	-	0,002	0,009	0,004	0,007
IPAcombust	-	-	-	-	0,000	-0,001	0,001	0,000
verão	-	-	0,028	0,067***	-	-	0,022	0,057***
outono	-	-	0,061**	0,064***	-	-	0,062**	0,077***
inverno	-	-	0,030	0,030	-	-	0,030	0,039*
vermelha	-	-	-	-	-	-	0,045	0,063
amarela	-	-	-	-	-	-	-0,011	0,012
DEC	-	-	-	-	-	-	0,019	0,056
constante	10,317***	8,161***	9,341***	7,763***	10,377***	8,120***	9,478***	7,821***
Número de observações	2629	2629	2629	2629	2629	2629	2629	2629
R ²	0,896	0,973	0,897	0,973	0,896	0,973	0,908	0,974
Prob>chi2	0	0	0	0	0	0	0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

As variáveis de interesse mantêm a significância e o sinal esperado. Contudo, embora a magnitude das variáveis seja parecida, há uma pequena redução do coeficiente das variáveis Intarifa*ACL e lnPIBpercapita, e um aumento do coeficiente Intarifa.

Nas especificações que contém *dummies* para as estações, verão passa a ser significativa, indicando que nesta estação o consumo aumenta entre 5,7% e 6,7%.

Para todas as especificações, com o uso ou não do consumo “útil”, há forte evidência de que os consumidores do ACL reagem muito mais a alterações na tarifa do que a média dos consumidores. Ainda, as elasticidades-preço de curto prazo estão em consonância com a literatura teórica e empírica, com sinal negativo e magnitude inferior a 1.

5.2. Ambiente de Contratação Livre

Ao separar a amostra, considerando apenas as classes de consumidores do mercado livre, reduz-se o número de observações para 972.

Novamente foram estimadas quatro especificações distintas, semelhantes àquelas para a demanda total, com alterações de algumas variáveis que descrevem melhor o consumo do mercado livre.

Os resultados das estimativas para o ACL estão evidenciados na tabela 5. A elasticidade-preço da demanda por eletricidade neste mercado varia pouco entre as especificações, entre -0,883 a -0,884 e sempre significativa a 1%.

A primeira coluna apresenta os resultados do modelo estimado com as mesmas variáveis utilizadas para as estimativas da demanda total (de acordo com a equação 9), exceto pela exclusão do termo de interação. Assim como para a demanda total, as variáveis de interesse foram significativas a 1% e apresentaram os sinais esperados: o consumo de energia elétrica do mercado livre responde negativamente ao preço (elasticidade de -0,884) e positivamente ao PIB *per capita* (elasticidade de 0,865).

A segunda especificação adiciona à primeira as *dummies* para as estações. Há um aumento da elasticidade-renda, que atinge 1,059 (significativo a 1%) e pequena redução da sensibilidade a preços, a -0,883. O coeficiente para outono foi significativo a 1% e indica que nesta estação o consumo de energia elétrica do ACL aumenta 14,3%. Já o coeficiente para inverno foi significativo a 10% e indica que nesta estação o consumo aumenta 7,7%.

A terceira especificação altera o índice de preços de bens substitutos à eletricidade, em relação à terceira especificação para a demanda total. Agora, consideramos o IPA de máquinas e equipamentos. Isso porque entre as classes de consumidores do mercado livre não estão incluídos os consumidores residenciais e, portanto, o INPC de eletrodomésticos parece não ser o índice mais indicado. Contudo, o coeficiente do IPA de máquinas e equipamentos insignificante. A elasticidade-preço é de -0,884 e a elasticidade renda é de 0,861.

Na última especificação, optou-se por retirar as variáveis de bandeiras tarifárias, dado que este programa de governo se aplica apenas ao mercado regulado. Contudo, é razoável supor que o consumidor livre está atento aos custos de produção da energia elétrica ao tomar a decisão de quanto irá consumir. Assim, inseriu-se a variável volume dos reservatórios: como a geração de eletricidade no Brasil é preponderantemente hídrica, espera-se que uma redução do volume dos reservatórios seja acompanhada por redução do consumo do mercado livre. Como

esperado, o coeficiente do volume dos reservatórios é positivo, mas não é significativo. Há um aumento da elasticidade-renda, a 1,162, e a elasticidade-preço é de -0,883.

Tabela 5 – Resultados estimativas – ACL

Inconsumo	(1)	(2)	(3)	(4)
Intarifa	-0,884***	-0,883***	-0,884***	-0,883***
InPIBpercapita	0,865***	1,059***	0,861***	1,162***
ipa_combustíveis	-	-	-0,001	0,002
ipa_máquinasequip	-	-	-0,012	-0,016
verão	-	0,047	-	0,040
outono	-	0,143***	-	0,125**
inverno	-	0,077*	-	0,066
volume_reservatórios	-	-	-	0,003
constante	7,814***	6,333**	7,851***	5,636***
Número de observações	972	972	972	972
R ²	0,863	0,864	0,862	0,879
Prob>chi2	0	0	0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

Assim como para a demanda total, as mesmas estimativas foram feitas considerando o consumo “útil” como variável dependente. A comparação dos resultados está apresentada na tabela 6. De maneira geral, há uma redução do coeficiente da tarifa (que para consumo útil varia entre -0,870 a -0,871), indicando maior sensibilidade a preços, e um aumento da elasticidade renda (variando entre (1,218 a 1,468)).

Tabela 6 – Resultados estimativas – ACL – comparação consumo com consumo “útil”

Inconsumo	(1)		(2)		(3)		(4)	
	consumo	consumo "útil"						
Intarifa	-0,884***	-0,871***	-0,883***	-0,870***	-0,884***	-0,871***	-0,883***	-0,870***
InPIBpercapita	0,865***	1,224***	1,059***	1,436***	0,861***	1,218***	1,162***	1,468***
ipa_combustíveis	-	-	-	-	-0,001	0,004	0,002	0,007
ipa_máquinasequip	-	-	-	-	-0,012	-0,018	-0,016	-0,030
verão	-	-	0,047	0,091*	-	-	0,040	0,088
outono	-	-	0,143***	0,203***	-	-	0,125**	0,186***
inverno	-	-	0,077*	0,108**	-	-	0,066	0,096***
volume_reservatórios	-	-	-	-	-	-	0,003	0,003
constante	7,814***	2,142604	6,333**	0,451	7,851***	2,186	5,636***	0,167
Número de observações	972	972	972	972	972	972	972	972
R ²	0,863	0,851	0,864	0,852	0,862		0,879	0,870
Prob>chi2	0	0	0	0	0		0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

5.3. Ambiente de Contratação Regulada

Ao separar a amostra, considerando apenas as classes de consumidores do mercado regulado, reduz-se o número de observações em relação às estimações de demanda total para 1657.

A tabela 7 apresenta os resultados das estimações para o ambiente de contratação regulada com o estimador PCSE. Como esperado, os consumidores regulados mostram-se menos sensíveis a alterações na tarifa e no PIB *per capita* do que os consumidores livres.

A primeira coluna da tabela apresenta as mesmas variáveis do primeiro modelo para demanda total e ambiente de contratação livre (de acordo com a equação 9). As elasticidades preço e renda são significantes a 1% e iguais a -0,421 e 0,335, respectivamente.

A segunda especificação adiciona as *dummies* para as estações do ano, todas insignificantes. Em relação à primeira especificação, há um aumento da sensibilidade à tarifa e a renda, com elasticidades de -0,438 e 0,371, respectivamente.

A especificação (3) do modelo para o ACR substituiu o IPA combustíveis pelo INPC combustíveis domésticos. Cabe destacar que nenhum artigo da literatura nacional incluiu no modelo o preço de um bem substituto à energia elétrica para a classe residencial. Até então, a literatura restringiu a análise da elasticidade-preço cruzada à classe industrial. Contudo, principalmente no meio rural, é razoável supor o uso de combustíveis para aquecimento, iluminação e cozinha. No entanto, o coeficiente do INPC combustíveis domésticos não é significativo. Nesta especificação há uma diminuição das elasticidades preço e renda (em valores absolutos) para -0,305 e 0,324, respectivamente.

Tabela 7 – Resultados estimativas – ACR

Inconsumo	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Intarifa	-0,421***	-0,438***	-0,305***	-0,100	-0,084
InPIBpercapita	0,335***	0,371***	0,324***	0,390***	0,397***
inpc_eletrodom	-	-	0,000	0,000	0,000
inpc_combust	-	-	0,002	-	0,002
verão	-	0,009	-	0,008	0,008
outono	-	0,011	-	0,008	0,010
inverno	-	0,000	-	-0,001	0,001
vermelha	-	-	-	0,025	0,021
amarela	-	-	-	-0,009	-0,008
DEC	-	-	-	-	0,016
IPI_linhabranca	-	-	-	0,044	0,045
constante	12,359***	12,173***	11,941***	10,459***	10,303***
Número de observações	1657	1657	1657	1657	1657
R ²	0,984	0,984	0,984	0,990	0,990
Prob>chi2	0	0	0	0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

A quarta estimativa para o mercado regulado retirou da análise o índice de preços de bem substituto à eletricidade e adicionou *dummies* para as bandeiras tarifárias e uma *dummy* para o período de isenção do IPI à linha branca, buscando captar os efeitos do acesso à energia elétrica sobre o consumo. A isenção de IPI para a linha branca foi concedida no período entre 1º dezembro de 2011 a 31 de dezembro de 2013, facilitando a obtenção de bens eletrointensivos por parte da população. Para este modelo, a tarifa passa a ser insignificante, apenas o coeficiente do PIB *per capita* é significativo e igual a 0,390.

Por fim, uma última especificação é a mais completa e diferencia-se da (4) apenas pela reconsideração da variável INPC combustíveis domésticos e pela inclusão da variável DEC. Novamente, apenas o PIB foi significativo (a 1%) e igual a 0,397.

Assim como para a demanda total e para o ACL, foram estimadas as mesmas especificações do modelo, considerando o consumo “útil” como variável explicativa. Para o ACR, as alterações resultantes da consideração do consumo útil são ainda mais relevantes: nas especificações 2, 3, 4 e 5, a elasticidade-preço passa a ser positiva (e significativa).

Tabela 8 – Resultados estimativas – ACR – comparação consumo com consumo “útil”

Inconsumo	(1)		(2)		(3)		(4)		(5)	
	consumo	consumo "útil"	consumo	consumo "útil"	consumo	consumo "útil"	consumo	consumo "útil"	consumo	consumo "útil"
Intarifa	-0,421***	-0,421***	-0,438***	0,396**	-0,305***	0,485**	-0,100	0,595***	-0,084	0,611***
InPIBpercapita	0,335***	0,335***	0,371***	0,249	0,324***	0,168	0,390***	0,153	0,397***	0,152
inpc_eletrodom	-	-	-	-	0,000	0,015	0,000	0,011	0,000	0,011
inpc_combust	-	-	-	-	0,002	0,000	-	-	0,002	0,001
verão	-	-	0,009	0,069**	-	-	0,008	0,053	0,008	0,053
outono	-	-	0,011	-0,014	-	-	0,008	-0,028	0,010	-0,009
inverno	-	-	0,000	-0,006	-	-	-0,001	-0,014	0,001	0,002
vermelha	-	-	-	-	-	-	0,025	0,039	0,021	0,023
amarela	-	-	-	-	-	-	-0,009	0,017	-0,008	0,026
DEC	-	-	-	-	-	-	-	-	0,016	0,069
IPI_linhabranca	-	-	-	-	-	-	0,044	0,184	0,045	0,184
constante	12,359***	12,359***	12,173***	5,465***	11,941***	5,637***	10,459***	5,218***	10,303***	5,045***
Número de observações	1657	1657	1657	1657	1657	1657	1657	1657	1657	1657
R ²	0,984	0,984	0,984	0,961	0,984	0,960	0,990	0,969	0,990	0,968
Prob>chi2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

***1% de significância, **5% de significância, *10% de significância.

A insignificância e o sinal positivo do parâmetro de preços para o ACR pode ser explicada pelas distorções resultantes dos subsídios dados pelo governo a este mercado, em que se destaca a publicação da MP 579/2012 e a consequente redução das tarifas em cerca de 20%. Neste caso, é possível que fatores relacionados à disponibilidade de bens e de eletricidade tornem-se mais relevantes para explicar o consumo. Vale lembrar que o Programa Luz Para Todos foi instituído em 2003 (ano

de início da amostra de dados), e permitiu o acesso à energia elétrica para mais de 3 milhões de famílias. Portanto, variações na tarifa parecem pouco relevantes para os consumidores do mercado regulado, ao contrário do mercado livre, que apresenta elasticidades-preço próximas à unidade.

Ademais, as bandeiras tarifárias não parecem representar mecanismo efetivo de sinalização de aumento do custo para os consumidores regulados brasileiros, uma vez que em nenhum dos modelos seu coeficiente foi significativo. A insignificância pode estar ligada ao fato de as bandeiras terem sido implementadas apenas em 2015, representando poucos meses no total da amostra de dados utilizada.

6. Conclusões

Este trabalho buscou mostrar a importância de se considerar a separação do mercado brasileiro de energia elétrica em dois ambientes: o ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulada.

A divisão dos mercados, que teve início em 1995, representou a flexibilização da forma de comercialização de energia elétrica no País, com impactos relevantes sobre o comportamento dos consumidores, e ignorada pela literatura empírica até então. No mercado livre de energia, os contratos são negociados entre geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, com liberdade total para ajustar montantes, preços, prazos e flexibilidades para o uso da energia elétrica contratada em face das necessidades. Já os contratos realizados no âmbito do mercado regulado têm como parâmetros preço e prazo pré-definidos, que não podem ser alterados pelos agentes.

Contudo, essa peculiaridade do setor elétrico brasileiro tem sido desconsiderada pela literatura econômica que se dedicou à análise da demanda por eletricidade. Assim, este trabalho busca suprir esta lacuna, trazendo à análise empírica e à estimação da demanda por eletricidade essa característica.

Essa análise é particularmente importante dadas as características que pautam o planejamento dos investimentos em geração, transmissão e distribuição (pautadas na previsão da demanda), bem como da determinação da maneira de contratação da

energia por parte das distribuidoras (que devem garantir o abastecimento do mercado em que atuam) e dos consumidores no mercado livre (que uma vez que contratem quantidade inferior à necessária, ficam expostos a preços elevados no mercado à vista).

Ademais, a crise hídrica atual, que tem impactos diretos sobre o custo de geração de energia elétrica (dado que mais de 65% da geração de energia elétrica deve-se à hidroeletricidade), traz à tona a necessidade de considerarmos os consumidores como agentes ativos do mercado, que podem contribuir para a redução de custos e para a mitigação dos efeitos da crise.

A atuação do governo brasileiro por meio de iniciativas sociais, dentre as quais destacamos o Programa Luz para Todos e a MP 579/2012, que permitiu a redução das tarifas praticadas no ACR em até 20%, distorceu a percepção dos consumidores sobre o custo de geração de energia elétrica.

De fato, a análise dos dados mostra que o consumo do ACR continuou a subir quando os custos de geração de energia estavam aumentando de forma significativa, enquanto os consumidores livres reagiram muito mais rapidamente, reduzindo o consumo de forma quase proporcional. Assim, as distorções estimularam maior consumo de energia. Tendo em vista que as tarifas cobradas pelas distribuidoras são reajustadas apenas uma vez por ano, é tardia a percepção por parte dos consumidores do que está acontecendo em termos de escassez conjuntural de oferta.

Esse comportamento é corroborado pelas estimações econométricas. O modelo de demanda total mostrou que o consumidor do ACL é muito mais sensível a variações na tarifa do que a média dos consumidores. Ao separar a amostra entre ACL e ACR, a diferença fica ainda mais clara: alguns dos modelos estimados mostram que o consumidor regulado sequer responde a alterações no preço da energia, enquanto os consumidores livres apresentaram elasticidade-preço próxima de 1 para todas as especificações. Ademais, a implementação das bandeiras tarifárias a partir de 2015 não se mostrou mecanismo efetivo de sinalização do aumento do custo da geração de energia para os consumidores regulados.

Pesquisas futuras podem aprofundar o estudo da demanda por eletricidade levando-se em consideração a separação dos dois mercados, com a disponibilidade

de bases de dados que permitam maior aprofundamento, inclusive para a avaliação do mecanismo das bandeiras tarifárias.

Independentemente da metodologia econométrica a ser utilizada, concluímos ser fundamental a consideração da divisão dos dois mercados quando da análise e estimação da demanda por eletricidade, que por sua vez são fundamentais para uma política de preços adequada, com vistas à maior eficiência.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica. 2015.

ABRADEE. Tarifas de energia. 2016. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>

ACENDE BRASIL. *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. White Paper Instituto Acende Brasil*, Edição no. 7. Maio de 2012. Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf>.

ALVES, D. C. O.; PEREDA, P. C.; GRIMALDI, D.; FRAGA, A. Estimação da Elasticidade-Preço da Demanda dos Clientes Comerciais e Industriais da SABESP. 2009. Disponível em: [http://www.sabesp.com.br/Sabesp/filesmng.nsf/85F62FA047EB2B66832575FD005B3F5D/\\$File/estimacao_elasticidade_preco_demanda_prof_denisard.pdf](http://www.sabesp.com.br/Sabesp/filesmng.nsf/85F62FA047EB2B66832575FD005B3F5D/$File/estimacao_elasticidade_preco_demanda_prof_denisard.pdf).

AMARAL, R. M.; MONTEIRO, M. V. de SÁ. A demanda por energia elétrica residencial no Brasil: estimativa das elasticidades renda e preço após o apagão. XXX Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2010.

ANDRADE, T.; LOBÃO, W. Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. **Texto para discussão** n. 489, RJ, IPEA, 1997.

ANEEL. Aprovado valor do custeio do Proinfa para 2016. 15/12/2015.

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª edição. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>.

ANEEL. Bandeiras tarifárias. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>

ANEEL. Cadernos temáticos ANEEL. Energia assegurada. Brasília, abril 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>.

ANEEL. Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Brasília, 2007.

ANFAVEA. Anuário Estatístico: produção, venda e exportação de autoveículos. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/tabelas.html>.

ARAÚJO, J. L.; COSTA, A. CORREIA, T.; MELO, E. Reform of the Reforms in Brazil: Problems and Solutions. **Competitive Electricity Markets. Design, Implementation, Performance**. Elsevier Science, 2008.

BANCO CENTRAL. 33 medidas de revitalização do modelo do setor elétrico. 28 de fevereiro de 2002.

BENTZEN, J.; ENGSTED, T. Short and long-run elasticities in energy demand - a cointegration approach. **Energy Economics**, 15(1), 1993.

BIELSHOWSKY, R. Investimento e reformas no Brasil: indústria e infraestrutura nos anos 1990. Brasília: IPEA/Cepal, 2002.

BNDES, O risco de racionamento. Rio de Janeiro, 1996.

BOHI, D. R.; ZIMMERMAN, M. B. An update on econometric studies of energy demand behavior. **Annual Review of Energy**, 1984.

BRASIL. 11º balanço do PAC 2. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Resolução CPNE n. 03, de 25 de junho de 2013*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/memoria_2013/Resolucao_CNPE_3_2013.pdf>. Acesso em: 19 maio 2014.

CABELLO, A. F. Redes elétricas Inteligentes no Brasil: a necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios. In: **IPEA. Radar – Tecnologia, Produção e Comércio Exterior**, n. 19, 2012.

CABELLO, A. F.; POMPERMAYER, F. M. Energia Fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. **Texto para Discussão, IPEA**, 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Mecanismo de Realocação de Energia. 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=946645291095724#%40%3F_afLoop%3D946645291095724%26_adf.ctrl-state%3D351ri2rrb_280>. Acesso em: 24 abr 2016.

CARLOS, A. P.; NOTINI, H.; MACIEL, L. P. Brazilian Electricity Demand Estimation: what has changed after the rationing in 2001? An Application of Time Varying Parameter Error Correction Model. 2009.

CASTRO, Nivalde José de; LEITE, André Luís da Silva. Preço *spot* de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. **Rio de Janeiro, UFRJ**, 2010. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf>>. Acesso em: 21 maio 2014.

CCEE. O setor elétrico brasileiro. 2011. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.

CHANG, Y.; MARTINEZ-CHOMBO, E. Electricity Demand Analysis Using Cointegrating and Error-Correction Models with Time Varying Parameters: The Mexican Case. **Working paper**. 2003.

CNI. Diversificação e diferenciais sustentáveis da matriz elétrica brasileira. 2012.

CONSTANTINO, R. Privatize já. Rio de Janeiro: Leya. 2012.

CORREIA, T. M.; MELO, E.; COSTA, A. M.; SILVA, A. J. Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. **Revista Economia**, v. 7, n. 3; 2006.

DAVIS, P. GARCÉS, E. Quantitative Techniques for Competition and Antitrust Analysis. **Princeton**, 2009.

DEATON, A.; MUELLBAUER, J. An Almost Ideal Demand System. **American Economic Review**. 1980.

DRUKKER, D. M. Testing for serial correlation in linear panel-data models. **Stata Journal** (3)2: 168-177. 2003

DUTRA, J. Respostas dos consumidores para o setor elétrico. FGV IBRE, **Macroeconomia**, vol. 68, nº 5, maio de 2014.

ELETROBRAS. Boletim SIEESE – Consumo de energia elétrica em GWh. Acesso pelo IPEA. Data de acesso: junho de 2016.

ELKHAFIF, M. A. T. Estimating Disaggregated Price Elasticities in Industrial Energy Demand. **The Energy Journal**, vol. 13, No. 4, 1992.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço energético nacional 2015. 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. 2016.

ESPEY, J., and M. ESPEY. Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities. **Journal of Agricultural and Applied Economics**. Abril de 2004.

ESPOSITO, A. Contexto e panorama dos investimentos no setor elétrico brasileiro. In: TORRES, E.; PUGA, F.; MEIRELLES, B. (Orgs.). **Perspectivas do investimento**. Rio de Janeiro: BNDES, 2011.

FÁVERO, L. P.; BELFIORE, P. Métodos quantitativos com Stata: Procedimentos, Rotinas e Análise de Resultados. Capítulo 9. 2015.

FERREIRA, T. T. ;AZZONI, C. R. Arranjos institucionais e investimento em infraestrutura no Brasil. **Revista do BNDES**, n. 35, p. 37-86, jun. 2011.

FGV IBRE. Boletim Macro. Fevereiro de 2015.

FRISCHTAK, C. Infraestrutura e desenvolvimento no Brasil. In: FERREIRA, P.C.; GIAMBIAGI, F.; PESSÔA, S.; VELOSO, F. (Org.). **Desenvolvimento Econômico: uma perspectiva brasileira**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

HOECHLE, D. Robust Standard Errors for Panel Regressions with Cross-Sectional Dependence. **The Stata Journal**. 2007.

HOUTHAKKER, H. S. Some Calculations on Electricity Consumption in Great Britain, **Journal of the Royal Statistics Society**, vol. 114, No. 3, 1951.

HOUTHAKKER, H. S., VERLEGER, P. K., AND SHEEHAN, D. P. "Dynamic Demand Analyses for Gasoline and Residential Electricity." Lexington, Mass.: **Data Resources**, Inc., 1973.

IBGE. Redes e Fluxos do Território – Logística de Energia 2015. Rio de Janeiro, 2016.
IPEA. Infraestrutura e Planejamento no Brasil: Coordenação estatal da regulação e dos incentivos em prol do investimento – o caso do setor elétrico. **Relatório de pesquisa**, 2012.

IPEA. Infraestrutura Econômica no Brasil: diagnósticos e perspectivas para 2025. **Livro 6**, volume 1, 2010.

IPEA. Inovação tecnológica no setor elétrico brasileiro: uma avaliação do programa de P&D regulado pela ANEEL. 2011.

KAMERSCHEN, D. R.; PORTER, D. V. The demand for residential, industrial and total electricity, 1973 - 1998. **Energy Economics**, v. 26, n. 7. 2004.

LEITE, A. D. A energia do Brasil. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LEITE, N. F. Bandeiras Tarifárias: o uso inteligente da energia elétrica. *Correio Braziliense*, 28 de outubro de 2013.

LUCINDA, C. R.; NETO, F. A. Non-linear Demand and Price: An Empirical Analysis of the Brazilian Industrial Electricity Consumption. **Brazilian Review of Econometrics**, v. 34, no 2, pp. 99 – 123, November 2014.

MAGALHÃES, G. Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica. **Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo** – Programa de pós-graduação em energia. 2009.

MODIANO, E. M. Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. **Texto para discussão** nº 68, Departamento de economia - PUC/RJ, 1984.

MONTES, G. C.; REIS, A. F. Investimento público em infraestrutura no período pós-privatizações. **Economia e Sociedade**, Campinas, v.20, n. 1 (41), p. 167-194, abr. 2011.

NATALE NETTO, J. A saga do álcool: fatos e verdades sobre os 100 anos de história do álcool combustível em nosso país. São Paulo: **Novo Século**, 2007.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy. February 2006.

O ESTADO DE SÃO PAULO. Sistema elétrico trabalha com reserva de energia abaixo do recomendável. 5 de fevereiro de 2014. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia-geral,sistema-eletrico-trabalha-com-reserva-de-energia-abaixo-do-recomendavel,177222,0.htm>>.

O GLOBO. Empréstimo de grupo de 13 bancos ao setor elétrico será maior que o previsto: R\$ 11,2 bi. 9 de abril de 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/emprestimo-de-grupo-de-13-bancos-ao-setor-eletrico-sera-maior-que-previsto-112-bi-12145010#ixzz30Zz2U5zZ>>.

O GLOBO. Socorro ao setor elétrico terá impacto de 10% na conta de luz. 3 de abril de 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/socorro-ao-setor-eletrico-tera-impacto-de-10-na-conta-de-luz-12075462>>.

PASA, C.C.M.U.; JUNIOR, A.B. Aplicação do método graus-dia para avaliação do desempenho energético de edificações unifamiliares. XXX ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. 2010.

PIRES, A. As mazelas do populismo no setor elétrico. O Estado de São Paulo, 4 de fevereiro de 2014.

REISS, P. WOLAK, F. Handbook of Econometrics, Volume 6^a, Elsevier, 2007.

Santana, E. A. ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO, DIREITO DE PROPRIEDADE E A CONDUTA DAS EMPRESAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. XXXIV Encontro Nacional de Economia (Encontro ANPEC), 2006.

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. A demanda por Energia Elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, 2004.

SILK, J. & JOUTZ, F. (1997). Short and Long-run Elasticities in US Residential Electricity Demand: A Cointegration Approach, *Energy Economics* 19: 493-513. **Energy Economics**, North-Holland, v. 26, n. 7, p. 87-100, Jan. 2004.

SIQUEIRA, M. L.; JÚNIOR, H. H. C.; CASTELAR, I. A demanda por energia elétrica no nordeste brasileiro após o racionamento de 2001-2002: Previsões de longo prazo. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, 36(1), 2006.

TANKHA, S. Lost in Translation: Interpreting the Failure of Privatisation in the Brazilian Electric Power Industry. **Journal of Latin American Studies**, v. 41 (1), p. 59 – 90, 2009.

TÁVORA, F. L. História e economia dos biocombustíveis no Brasil. **Textos para discussão, Consultoria Legislativa do Senado Federal**, 2011.

TAYLOR, L. D. The Demand for Electricity: A Survey. **The Bell Journal of Economics**, Vol. 6, No. 1, Spring 1975, pp. 74–110.

TCU. Versão simplificada das contas do governo da república, exercício de 2009, Programa de Aceleração do Crescimento, 2009. Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/contas/contas_governo/contas_09/Textos/Ficha%209%20-%20PAC.pdf>.

TOLMASQUIM, M. T. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. **Estudos Avançados**, v. 26 (24), 2012.

TONIM, Gilberto. A gestão de energia elétrica na indústria – seu suprimento e uso eficiente. 2009. **Dissertação (Mestrado em Engenharia)**. Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2009.

UOL. Governo indeniza elétricas em R\$ 20 bi; Eletrobras terá R\$ 14 bi. 1º de novembro de 2012. Disponível em: <<http://economia.uol.com.br/ultimas-noticias/reuters/2012/11/01/governo-indeniza-eletricas-em-r-20-bi-eletobras-tera-r-14-bi.jhtm>>.

VALOR ECONÔMICO. Apagão afeta 6 milhões e operação abafa é frustrada. 5 de fevereiro de 2014. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3419750/apagao-afeta-6-milhoes-e-operacao-abafa-e-frustrada#ixzz2uKqMNOZe>>

VALOR ECONÔMICO. Justiça determina nova paralisação de Belo Monte. 17 de dezembro de 2013. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/3374496/justica-determina-nova-paralisacao-de-belo-monte>>.

VEJA. Socorro extra do governo a elétricas pode chegar a R\$ 5 bi. 6 de fevereiro de 2014. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/socorro-extra-do-governo-as-eletricas-pode-chegar-a-r-5-bilhoes>>.

WALVIS, A.; GONÇALVES, E. D. L. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. FGV CERI, 2014.

WOLFRAM, C.; SHELEF, O. e GERTLER, P. How Will Energy Demand Develop in the Developing World? **Journal of Economic Perspectives**, v. 26(1), p. 119-138, 2012.

WOOLDRIDGE, J. M. *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Cambridge, MA: MIT Press. 2002.

APÊNDICE A

Tabela 9 – Resumo dos modelos e resultados dos trabalhos abordados na revisão de literatura

Artigo	Método	Local	Período/Periodicidade	Elasticidade-preço
Taylor (1975)	Revisão de literatura	Diversos	Diversos	Demanda residencial: CP -0,9 e -0,13 LP: -2,00 e 0 Demanda industrial: LP -1,94 e -1,25
Houthakker (1951)	MQO In-In	42 províncias da Grã-Bretanha	1937 e 1938 - dados anuais	Demanda residencial: -0,8928
Houthakker <i>et al.</i> (1973)	Ajustamento parcial	Estados dos EUA	1960 a 1971 dados anuais	Demanda residencial: CP: de -0,03 a -0,09, LP: -0,44 a -1,02.
Bohi e Zimmerman (1984)	Revisão de literatura	Diversos	Diversos	Demanda residencial: -0,2 no curto prazo e -0,7 no longo prazo. Demanda industrial por eletricidade, entre -0,18 e -0,60 no curto prazo e -1,5 no longo prazo.
Elkhafif (1992)	Linear-logit	Ontario-Canadá	1963 a 1990 - dados anuais	Demanda industrial: CP -0,147, LP -0,697
Bentzen e Engsted (1993)	Contegração e correção de erros	Dinamarca	1948 a 1990 - dados anuais	Demanda total de energia: elasticidades-preço de curto e longo prazos de, respectivamente, -0,135 e -0,465
Silk e Joutz (1997)	Cointegração e ajustamento parcial	EUA	1949 a 1993 - dados anuais	Demanda residencial: -0,48
Chang e Martinez-Chombo (2003)	Cointegração	México	jan/1985 a mai/2000 - dados mensais	Residencial: -0,44; industrial: -0,25; comercial: -0,07
Kamerschen e Porter (2004)	Ajustamento parcial e equações simultâneas	EUA	1973 a 1998 - dados anuais	Residencial: -0,85 e -0,94; Industrial: -0,34 e -0,55 para o industrial.

Artigo	Método	Local	Período/Periodicidade	Elasticidade-preço
Espey e Espey (2004)	Revisão de literatura	Diversos	1947 a 1997	Curto prazo: -2,01 a -0,0004, com uma média de -0,35; Longo prazo: -2,25 a -0,04, com uma média de -0,85.
Modiano (1984)	Ajustamento parcial	Brasil	1963 a 1982 - anual	Para as classes residencial, comercial e industrial, as elasticidades-preço de curto prazo foram, respectivamente, -0,118; -0,062 e -0,451.
Andrade e Lobão (1997)	VAR/VEC	Brasil	1977 a 2005 - anual	Residencial: CP -0,06; LP: -0,051
Schmidt e Lima (2004)	VAR-VECM	Brasil	1969 a 1999 - anual	Residencial LP: -0,085. Comercial LP: -0,174. Industrial LP: -0,545.
Siqueira <i>et al.</i> (2006)	MQO, MQ2E, VAR/VEC	Nordeste Brasil	1970 a 2003 - anual	Residencial: MQ2E: -0,742; MCE CP: -0,298; MCE LP: -0,41. Comercial: MQ2E: -0,345, MCE CP: -0,237, MCE LP: -0,502. Industrial: MQ2E: -0,609, MCE CP: -0,342, MCE LP: -0,445.
Carlos <i>et al.</i> (2009)	TVP-ECM	Brasil	jan/1999 a dez/2007 - mensal	Residencial: -0,98. Industrial: -0,24.
Amaral e Monteiro (2010)	MQO	Brasil	1974 a 2008 - anual	Residencial: -0,43
Lucinda e Neto (2014)	SUR/AIDS	Brasil	jan/2002 a dez/2006 - mensal	Industrial: demanda preço elástica

APÊNDICE B

Tabela 10 – Descrição das variáveis

Variável	Fonte	Meio de obtenção	Unidade de medida	Observação
Classe consumidora	ANEEL	Lei de Acesso à Informação	-	ACR: Comercial, serviços e outras; Consumo próprio; Iluminação pública; Industrial; Poder público; Residencial; Rural; Rural aquicultor; Rural irrigante; Serviço público (tração elétrica); e Serviço público (água, esgoto e saneamento). ACL: Autoprodutor; Comercial; Fonte incentivada; Industrial, Poder público, Reserva de capacidade, Rural, Serviço público e Serviço público (tração elétrica).
Demanda Eletricidade	ANEEL	Lei de Acesso à Informação	KWh	Desagregado por classe consumidora
Tarifa Média	ANEEL	Lei de Acesso à Informação	R\$/KWh	Desagregado por classe consumidora
<i>Dummy ambiente de contratação</i>	ANEEL	Tratamento dos dados obtidos junto à ANEEL por meio da Lei de Acesso à Informação	ACL = 1, ACR = 0	Desagregado por classe consumidora
População mensal	IBGE	Portal do IBGE	Número de pessoas	Projeções da população mensal
PIB	BACEN	IPEA Data	R\$	Projeção de PIB mensal nominal com base no IBC-Br
PIB per capita	-	-	R\$/Pessoa	PIB/população
Verão	-	-	Se verão = 1, caso contrário = 0.	Para os casos do mês em que há mais de uma estação, considera-se a que predominou.
Outono	-	-	Se outono = 1, caso contrário = 0.	Para os casos do mês em que há mais de uma estação, considera-se a que predominou.
Inverno	-	-	Se inverno = 1, caso contrário = 0.	Para os casos do mês em que há mais de uma estação, considera-se a que predominou.
DEC	ANEEL	Portal da ANEEL	Horas	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (duração da queda de energia)
Vermelha	ANEEL	Portal da ANEEL	Se bandeira vermelha = 1, caso contrário = 0.	Base: bandeira verde
Amarela	ANEEL	Portal da ANEEL	Se bandeira amarela = 1, caso contrário = 0.	Base: bandeira verde
Volume dos reservatórios	O.N.S.	Portal do O.N.S.	Porcentagem do volume total	Média ponderada pela participação do reservatório na geração de energia elétrica do País
IPA Combustíveis	IBRE	Contato pessoal	Variação mensal	Preço de bem Substituto para Classe Industrial
IPA Máquinas e Equipamentos Industriais	IBRE			Preço de bem Complementar para Classe Industrial
INPC Combustíveis Domésticos	IBGE	Portal do IBGE		Preço de bem Substituto para Classe Residencial
INPC Eletrodomésticos e Equipamentos	IBGE	Portal do IBGE		Preço de bem Complementar para Classe Residencial
Dias do mês	-	-	Número de dias	-
Dias úteis	Calculadora de dias úteis no Brasil	Portal http://www.dias-uteis.com/	Número de dias	Se classe consumidora é setor público ou industrial, considera-se o número de dias úteis. Caso contrário, considera-se o número de dias do mês.