

Avaliação do Comportamento dos Consumidores e da Receita Requerida da Concessionária em Função de Variações de Encargos e outros Componentes Tarifários

Marcelo Ap. Pelegrini¹, Marcelo M. Lopes¹, Matheus M. F. Gemignani¹, Francisco Anuatti Neto², Carlos M. V. Tahan², Josimar O. Silva², Francisco A. Freitas³ e Wagner Y. Okada³

Resumo – Este artigo apresenta os resultados do projeto “Avaliação do comportamento dos consumidores e da receita requerida da concessionária em função dos encargos e tributos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica”, que consistiu no desenvolvimento de uma metodologia, e respectiva implementação computacional, para a análise e simulação de propostas de estrutura tarifária de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de distribuição, considerando variações nos encargos incidentes, o impacto nas tarifas, a reação dos consumidores e a receita esperada da empresa. Neste artigo são apresentadas a metodologia desenvolvida e os resultados da implementação.

Palavras-chave: tarifas de energia elétrica, encargos setoriais, elasticidade-preço, comportamento dos consumidores.

I. INTRODUÇÃO

No ano de 2002, a ANEEL definiu uma adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem a utilização mais eficiente da rede e da energia, em função dos custos de energia (compra e geração) e de rede (custos da transmissão e da distribuição), permitindo o conhecimento pelos consumidores das componentes das suas tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Destacam-se, na composição do custo final para o consumidor, os diferentes encargos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica, a serem pagos pelas concessionárias ou pelos consumidores. Porém, ultimamente, o poder público tem promovido significativas alterações nesses encargos, o que tem causado reações diversificadas das várias categorias de consumidores e dos agentes do setor elétrico.

Na busca por uma estrutura tarifária justa e adequada, para os consumidores, e uma receita requerida apropriada

para o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária, é fundamental que as concessionárias de distribuição de energia elétrica tenham pleno conhecimento do processo metodológico de estabelecimento da estrutura tarifária, identificando os impactos, os riscos e as oportunidades de sua implementação.

É evidentemente que, os maiores consumidores são aqueles que podem causar impactos mais significativos na receita da empresa (p.ex.: classe industrial). Enquanto, os consumidores de menor porte (classe residencial), embora em maior número, podem adotar medidas de redução de consumo, como as verificadas durante o racionamento de energia de 2001/2002, também causando perda de faturamento da distribuidora.

Portanto, este trabalho trata da avaliação da elasticidade-preço da demanda de energia elétrica em função das alterações nos encargos incidentes na tarifa de fornecimento de energia elétrica, verificando-se os impactos sobre a cadeia produtiva e o consumo da sociedade. Esta avaliação, devido à complexidade dos cálculos, pode ser facilmente analisada a partir de um software desenvolvido especificamente para este fim.

Os próximos tópicos deste artigo detalham as etapas estudadas para o desenvolvimento das metodologias e apresentam o sistema computacional desenvolvido.

II. LEVANTAMENTO DAS INFORMAÇÕES HISTÓRICAS DO CONSUMO E DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO

A primeira etapa do trabalho desenvolvido foi o levantamento histórico dos encargos do setor elétrico, com a base legal, a forma de cobrança e a evolução do recolhimento pela AES Eletropaulo. Em seguida, foram analisados os dados de consumo dos consumidores obtidos a partir da base de clientes da empresa.

A. Mudanças recentes na estrutura tarifária

No ano de 2002 iniciou-se o processo de adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem à utilização mais eficiente dos recursos de energia elétrica.

Esse processo começou a ser discutido no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGE, de onde decorreram atos legais de relevante importância para adequação da nova política tarifária do setor elétrico. Dentre esses atos podemos citar aqueles que deram

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

¹ M. A. Pelegrini, M. M. Lopes, M. M. F. Gemignani trabalham na Sinapsis Inovação em Energia (e-mails: marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com, marcelo.lopes@sinapsisenergia.com, mgemig@gmail.com).

² F. Anuatti, C. M. V. Tahan e Josimar O. Silva trabalham na USP (email: fanuatti@usp.br; cmvtahan@pea.usp.br, josimaro@terra.com.br)

³ F. A. Freitas e W. Y. Okada trabalham na AES Eletropaulo (e-mail: francisco.freitas@aes.com, wagner.okada@aes.com).

diretrizes para abertura das tarifas e o realinhamento tarifário.

Um dos primeiros atos legais decorrentes das discussões ocorridas no âmbito da CGE, relativo à nova política tarifária, foi a Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002. A MP 64/02 cita em seu art. 5º que “os consumidores de energia elétrica das concessionárias ou permissionárias de serviço público que não exerceram a opção dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão substituir os atuais contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição e de compra de energia elétrica, conforme regulamentação a ser estabelecida.”

A MP nº 64/02 diz ainda que o valor da tarifa de energia elétrica referente aos contratos de compra de energia elétrica será estabelecido por regulamentação a ser expedida pelo Poder Executivo, por proposta do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que editará os atos necessários à sua regulamentação.

Assim, seguindo a determinação da MP nº 64/02, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, que explicitou e detalhou a nova política tarifária prevista na MP nº 64/02.

Para atender à determinação da Resolução CNPE nº 12/2002, a ANEEL publicou, dentre outras resoluções, a Resolução ANEEL nº 666, de 29 de novembro de 2002, que estabeleceu os procedimentos para a determinação das tarifas de energia elétrica das concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, para o fim de substituição dos atuais contratos de fornecimento aos consumidores finais.

Sendo assim, a partir de 2003, as tarifas de fornecimento para as unidades consumidoras foram desagrupadas em:

- “Tarifa fio”, que engloba as tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST), e
- “Tarifa de energia” (TE).

Entende-se “tarifa fio” como a parte da tarifa responsável pela arrecadação da receita necessária para cobrir o custo com o transporte de energia. Já a “tarifa de energia” diz respeito basicamente ao custo de aquisição de energia pela distribuidora para repasse. A identificação dessas componentes nas tarifas de fornecimento foi denominada de abertura tarifária.

A referida abertura deu-se de modo que a tarifa de energia seja a diferença entre a tarifa de fornecimento vigente e a “tarifa fio”. Portanto, tem-se como pressuposto que a estrutura das tarifas de uso de distribuição e transmissão está coerente com os custos de atendimento dos grupos e modalidades tarifárias, e a distorção a ser corrigida está na estrutura da tarifa de energia.

A partir de então as tarifas de fornecimento são resultados do somatório entre tarifa de energia e tarifa de uso dos sistemas de distribuição, assim:

$$TF = TE + TUSD \quad (1)$$

Os custos e encargos setoriais da distribuidora foram alocados entre TUSD e TE pela Resolução ANEEL nº 166/2005.

B. Encargos Setoriais

Os encargos setoriais incidentes sobre a tarifa são:

- RGR - Reserva Global de Reversão
- TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;
- P&D - Pesquisa e Desenvolvimento;
- CCC - Conta de Consumo de Combustíveis;
- PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes alternativas;
- CDE - Conta de Desenvolvimento Energético;
- ESS - Encargo de Serviço do Sistema; e
- RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária.

A figura e a tabela a seguir apresentam a evolução anual dos encargos da tarifa para o período 2002-2007.

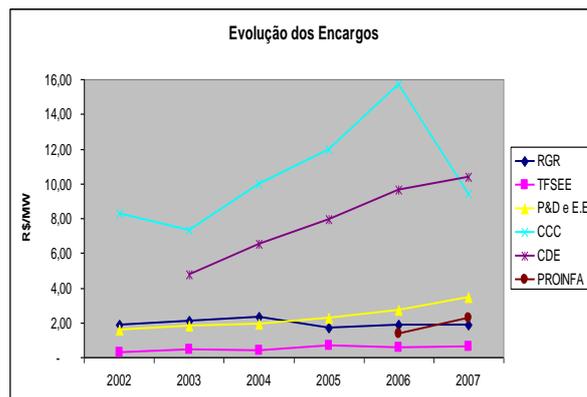


Figura 1 – Evolução dos Encargos

Tabela 1 – Evolução dos Encargos

Tarifa calculada por encargo R\$/MWh						
	2002	2003	2004	2005	2006	2007
RGR	1,88	2,10	2,34	1,70	1,86	1,87
TFSEE	0,28	0,43	0,40	0,70	0,56	0,60
P&D e E.E.	1,58	1,81	1,95	2,28	2,73	3,43
CCC	8,27	7,33	10,00	11,98	15,73	9,41
CDE		4,75	6,52	7,97	9,63	10,40
PROINFA					1,36	2,27

As tarifas por encargo foram calculadas considerando o valor anual do encargo em relação ao mercado anual publicado pelo site da ABRADDEE – Associação Brasileira de distribuidores de energia elétrica para a AES Eletropaulo. No caso apresentado, o mercado de 2007 utilizou os dados de 2006 por conta da indisponibilidade das informações na ocasião dos cálculos.

A tendência de crescimento dos encargos guarda relação com sua base de cálculo. Isso pode ser observado no caso específico de P&D, que é calculado com base na receita operacional líquida anual, que apresenta tendência crescente.

A análise do gráfico demonstra também que o encargo da CCC é o que apresenta maior representatividade em termos de tarifa, seguido da CDE, que para os primeiros anos teve seus valores definidos com base na CCC dos sistemas isolados.

Pela análise do período verifica-se que em 2003 e 2007 ocorreu uma queda nesses valores. Em 2007, a queda pode ser atribuída à fiscalização da Aneel na aplicação dos recursos.

O encargo que apresenta valores inexpressivos em relação aos demais é a TFSEE que é calculada com base no benefício econômico auferido e não apresenta um crescimento constante, oscilando no período abordado.

C. Considerações sobre os encargos

Atualmente são recolhidos oito encargos setoriais na tarifa de energia. Alguns como RGR, TFSEE e P&D têm efeito cascata, porque quando cobrados na geração e transmissão são repassados no preço do serviço ou da energia vendida às concessionárias de distribuição que por sua vez também recolhem diretamente os mesmo encargos do consumidor final.

Foi possível observar no estudo realizado que existe sobreposição de objetivos de alguns encargos com a RGR, como: CCC – isolados – Implantação de Centrais Geradoras até 5.000kW, PROINFA – Fontes Alternativas e CDE – Universalização e Eficiência Energética. Isso denota que os objetivos desses encargos poderiam ser revistos sem prejuízo de atender ao objetivo principal propostos pelas leis do setor que é o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Os encargos setoriais são recolhimentos estabelecidos em lei com um fim específico vinculado à implementação de políticas de governo e o setor elétrico, por seu porte e essencialidade, tornou-se um mecanismo importante de arrecadação fiscal e suporte de políticas públicas.

A maior parte deles tem o propósito de desenvolver e financiar a expansão da oferta a matriz energética, o que em principio poderia evitar a repetição dos problemas de fornecimento apresentados no racionamento de 2001.

III. METODOLOGIA

Este capítulo apresenta o desenvolvimento da metodologia de avaliação do comportamento dos consumidores, da produção industrial e da receita requerida da concessionária, tendo sido desenvolvida principalmente através da análise da estrutura tarifária dos consumidores industriais conectados em alta tensão da AES Eletropaulo no período 2002-2006.

A atual estrutura tarifária foi implantada em meados dos anos 1980, em um contexto em que dominavam empresas estatais federais e estaduais, que operavam como monopólios públicos de serviços integrados. No antigo ambiente regulatório fazia sentido que as tarifas de suprimento fossem calculadas e publicadas diretamente pelo regulador, cabendo às concessionárias de distribuição apresentar informações sobre os perfis de carregamento e caracterização das cargas de seus principais tipos de consumidores.

Nesse período foram introduzidas as modalidades para tarifas de fornecimento dos consumidores de alta tensão, através de três alternativas, em que se varia a contratação de potência e energia. A modalidade tarifária Azul considera preços diferentes para demandas de potência divididas em ponta e fora de ponta e preços diferenciados para o consumo de energia em horários de ponta e fora de ponta e em períodos seco e úmido. A tarifa Verde considera um preço único para a demanda de potência e os mesmos quatro preços diferenciados para consumo de energia da tarifa Azul. A tarifa Convencional tem dois preços: um preço único para demanda de potência e um para consumo de energia.

As mudanças introduzidas no setor elétrico a partir da segregação das atividades de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e a criação de um ambiente em que comercializadores, produtores independentes de

energia e consumidores livres podem contratar livremente energia no atacado, tornou o papel das tarifas mais complexo, sem que uma revisão ampla das tarifas de fornecimento fosse introduzida.

A instituição da cobrança da tarifa de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) deu-se em outubro de 1999, estabelecendo valores a serem cobrados dos consumidores livres e geradores conectados a esses sistemas.

Em dezembro de 2001 foi estabelecida a metodologia completa para a definição da tarifa de uso do sistema de distribuição. Em dezembro de 2002 agregaram-se a TUSD os custos de transporte e perdas de energia elétrica. Em abril de 2003 alterou-se novamente a metodologia para incorporá-la ao processo de revisão tarifária e ao cálculo da receita requerida de distribuição.

Embora os componentes de custo integrantes da TUSD tenham se alterado, os procedimentos de elaboração e cálculo pouco se alterou desde a criação das tarifas de fornecimento. A mesma ferramenta computacional (TARDIST) empregada no cálculo de tarifas fornecimento continuou a ser utilizada no cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição.

O princípio para o cálculo das tarifas de uso do sistema é atribuir a cada classe de usuário, ligado a um determinado nível de tensão, os custos da rede de acordo a responsabilidade de potência requerida. Os consumidores conectados ao maior nível de tensão da distribuidora têm responsabilidade proporcional a sua demanda nesse nível. Os consumidores em níveis de tensão mais baixos terão responsabilidade parcial no próprio nível e nos níveis acima. Consumidores em baixa tensão assumem participação proporcional às potências demandadas de todos os níveis acima.

As informações necessárias a caracterização das classes de usuário são realizadas por campanhas de medição definidas pelos mesmos critérios adotados nos anos 80. Essas campanhas de medição chegam a caracterizar mais de uma centena de consumidores típicos, mas apenas sinais de uso para potência nos períodos de ponta e fora de ponta por nível de tensão são empregados na definição da estrutura tarifária da TUSD.

Os sinais de ponta e fora de ponta calculados pelo sistema para baixa tensão são empregados apenas para determinar o volume de custos a serem atribuídos a esse grupo de consumidores. O sinal econômico aferido não é transmitido aos usuários pela inexistência de modalidade tarifária, mesmo de natureza voluntária, que indique os diferentes custos de utilização do sistema. O principal papel das modalidades tarifárias é oferecer sinalização econômica para influenciar decisões de consumidores, sejam eles consumidores cativos ou livres.

No caso das tarifas de uso do sistema de distribuição para consumidores potencialmente livres, elas oferecem incentivos para escolha entre a condição de livre e cativo. Eventualmente, podem induzir a escolha entre níveis de tensão. Como o conjunto de consumidores potencialmente livres foi muito ampliado partir de 2004, passando daqueles com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV, para atender qualquer usuário com demanda maior que 500 kW em qualquer

tensão⁴, os sinais econômicos das tarifas de uso e dos critérios de formação das tarifas de suprimento passaram a ter maior influência nas decisões de consumidores.

No período analisado, 2002-2006, promoveu-se também o realinhamento tarifário para eliminar subsídios cruzados existentes nas tarifas de suprimento de energia elétrica dos consumidores de alta tensão, arcados por consumidores de baixa tensão. O efeito esperado do realinhamento tarifário seria uma redução real da tarifa de energia de 12% para os consumidores de baixa tensão e aumentos reais de aproximadamente 10, 20 e 30%, crescendo de acordo com nível de tensão. Para atenuar os efeitos da eliminação dos subsídios houve uma transição gradual, iniciada em 2002 e completada em 2007.

Fujimoto e Tahan [1] constataram que as tarifas de fornecimento no período 2002 a 2006 sofreram alterações que poderiam ser associadas ao realinhamento tarifário. Constataram que, para consumidores A4 (2,3kV-13,8 kV), o ponto em que um consumidor se torna indiferente entre as modalidades tarifárias Azul e Verde, isto é, o fator de utilização no período de ponta, variou de 0,66 a 0,91 entre 2001 e 2006. Os autores concluem que a alteração na relatividade entre modalidades não pode ser resultante apenas do processo de realinhamento tarifário, mas que inadequações de procedimentos no cálculo da TUSD teriam alterado a relatividade entre as modalidades.

Essa crítica tem sido reconhecida pela ANEEL nas resoluções homologatórias de tarifas de 2008. Por meio da inclusão de uma cláusula adicional nas resoluções o regulador passou a exigir a comunicação aos consumidores afetados pelas alterações na estrutura tarifária da distribuidora, bem como as vantagens de cada modalidade tarifária pela qual o consumidor pode optar. Reconhece a inadequação dos sinais inadequados ao oferecer ao consumidor a possibilidade de mudança na modalidade tarifária contratada sem que seja necessário aguardar o prazo de 12 meses previsto na regulação vigente.

As variações de sinais tarifários ocorridas no período, sejam elas intencionais ou não, oferecem a oportunidade de uma investigação sobre a elasticidade preço da demanda dos consumidores industriais.

Este trabalho avalia reações dos consumidores industriais de alta tensão da AES Eletropaulo por meio de dois estudos que empregam abordagens distintas. O primeiro estudo explora os efeitos das alterações ocorridas na relatividade entre as modalidades tarifárias dos consumidores industriais conectados no nível de tensão A4, testando se a variação nos sinais econômicos da tarifa induz à opção por mudança de modalidade. O segundo estudo explora a elasticidade preço da demanda de energia elétrica considerando o preço médio por energia consumida, mês a mês, para os 60 meses transcorridos.

A. Sinalização Econômica e Menus Tarifários nos Sistemas de Distribuição

Os objetivos gerais da formulação de uma estrutura tarifária segue a proposta de Boiteux [2] em se atribuir aos usuários de uma rede de distribuição a responsabilidade pelo investimento na correspondente capacidade em

determinada hora, independente de seu consumo de eletricidade, enquanto os custos de energia são proporcionais a sua utilização. As estruturas tarifárias devem passar ao consumidor os custos de uso do sistema em diversas configurações de carga e de custos de produção de energia, discriminando as horas de utilização dos sistemas de potência (geração, transmissão e distribuição) disponíveis e coordenados para atender as demandas de maior valor econômico.

No limite poderiam existir 8760 preços horários de demanda de potência e de energia por ano. Para simplificar esse sistema procura-se representar um conjunto mínimo de variações para as condições de utilização em situações críticas. Wilson [3] discute como implantar sistemas por meio de contratos contingentes especificando as prioridades de uso futuro, com poucas classes de prioridade definidas. A fixação do preço relativo desses contratos induz os consumidores a revelar suas preferências de uso e auxiliam a monopolista prestadora de serviços no planejamento da expansão de capacidade.

Obter, contratar e processar o volume de informações pode ter custos muito elevados. Em sistemas de baixa eficiência no processamento de informações, os esforços podem ser concentrados nos maiores consumidores de demandas mais estáveis. Assim, sistemas de precificação e medição de consumidores de baixa tensão, seja para consumidores domésticos, comerciais ou pequenas indústrias, registram apenas o consumo em MWh entre os intervalos de medição. Os padrões de potência contratados no Brasil são pré-definidos e não há um contrato para potências variadas ou para potências diferentes em horários diferenciados presente em outros países.

Para os consumidores de alta tensão existem três modalidades tarifárias que, como um conjunto, constitui um menu de tarifas. Os menus tarifários são utilizados como mecanismos de revelação de preferências de consumidores com características específicas e endógenas ao preço do serviço contratado. O papel desse menu deve ser diferenciado do estabelecimento de outras categorias tarifárias associadas a características exógenas ao preço do serviço contratado, que podem ser estabelecidas e controladas pelo prestador de serviços. Esse é o caso da discriminação por níveis de tensão e classes de consumidores como residencial, industrial, comercial, rural, iluminação pública entre outras.

Os menus tarifários podem permitir a redução dos custos de medir, armazenar e processar informações. A tarifa **Convencional** permite a contratação de potência, com um preço mensal kW, e o pagamento de energia, com um único preço em kW/h. Na tarifa **Verde** há contratação de uma potência única e o consumo em kW/h tem preços diferenciados nos períodos diários de ponta e fora de ponta, para as estações seca e úmida⁵. Na tarifa **Azul** a energia é computada da mesma forma que na Verde, mas a demanda de potência é cobrada diferentemente nos períodos de ponta e fora de ponta. Dessa forma, modalidades tarifárias distintas podem permitir economias

⁴ Essa condição é válida desde que a energia contratada seja oriunda das chamadas fontes incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada.

⁵ O período da ponta é definido como um intervalo de 3 horas no período de maior demanda de potência da empresa de distribuição, praticado apenas para os 5 dias úteis.

ao prestador de serviços reduzindo as características dos serviços a serem monitoradas⁶.

Mas o principal papel de um menu tarifário é permitir que o consumidor revele seu perfil de utilização, ao buscar a opção pela alternativa de menor custo. A tarifa Azul é adequada para usuários que podem controlar o uso de potência no horário de ponta, contratando menor potência nesse horário que a contratada no horário fora da ponta. A tarifa Verde, em que o preço para a demanda de potência semelhante ao praticado para a demanda fora de ponta Azul, é mais adequada aos consumidores com curto período de utilização no horário de ponta, mesmo que sua demanda máxima ocorra nesse período. O custo da utilização de potência no horário de ponta é sinalizado por meio de uma tarifa de energia muito mais cara.

Para que uma modalidade tarifária integre efetivamente o rol de escolhas dos usuários é necessário que exista uma situação em que a tarifa Convencional seja preferível em relação às demais. Ao restringir essa opção apenas para consumidores com demanda contratada inferior a 300 kW, essa modalidade combina características endógenas como a condição de uso, com uma característica exógena associada ao porte de unidade consumidora. Do ponto de vista das características endógenas, essa modalidade seria a mais econômica para consumidores cuja utilização no horário de ponta seja superior aquela de usuários que selecionam a modalidade Verde. Caso esses consumidores possam controlar a demanda no período de ponta, optariam pela modalidade Azul. Assim, a opção pela modalidade Convencional requer maior utilização no horário de ponta e a possibilidade de a demanda de ponta ser superior a demanda fora de ponta, situação que torna a modalidade Azul inferior.

A tarifa AZUL é a que oferece maiores informações a consumidor, constituindo-se na referência para as demais opções. A Figura 2 abaixo apresenta uma representação esquemática das despesas mensais com energia elétrica de um consumidor que contrata uma unidade de potência (kW). Por simplificação admite-se que os preços das demandas contratadas nas modalidades Verde e Convencional sejam os mesmos determinados para a modalidade Azul. Ignora-se também os elementos sazonais aplicados ao preço de energia. Dessa forma, a modalidade Verde e Azul tem os mesmos preços para demanda e energia no período fora de ponta. Por se admitir que no perfil da modalidade Convencional a maior utilização se dá no horário de ponta, a tarifa de demanda será igual à ponta Azul.

A Figura 2 representa uma situação em que as demandas máximas no horário de ponta e fora de ponta são iguais, havendo um fator de utilização no horário de ponta que torna as três modalidades indiferentes. Note-se que a tarifa de energia Convencional foi determinada a partir do fator de utilização de indiferença entre Verde e Azul. Nessa figura a modalidade Azul é sempre dominada pelas modalidades Verde (abaixo do fator de utilização de indiferença) e Convencional (acima do fator de indiferença).

A Figura 3 representa as mesmas tarifas da Figura 2, mas com a possibilidade de um consumidor de controlar sua demanda no período de ponta. O resultado é dominância da modalidade Verde apenas para um fator de utilização bem mais curto que na situação inicial, representado pela intersecção da linha verde e azul. Nessa situação, a modalidade Convencional é dominada pela Verde até o fator de utilização original e pela Azul em toda a ponta.

A Figura 4 representa um ajuste do preço da energia Verde na ponta para manter o fator de utilização indicado na Figura 3, resultando numa diminuição do preço de MWh cobrado no horário de ponta. A tornar mais barata a utilização da energia na ponta pela modalidade Verde, diminui as condições em que a modalidade Convencional a pode superar.

Menu de Tarifas: Azul, Verde e Convencional Demanda Ponta = Demanda Fora Ponta

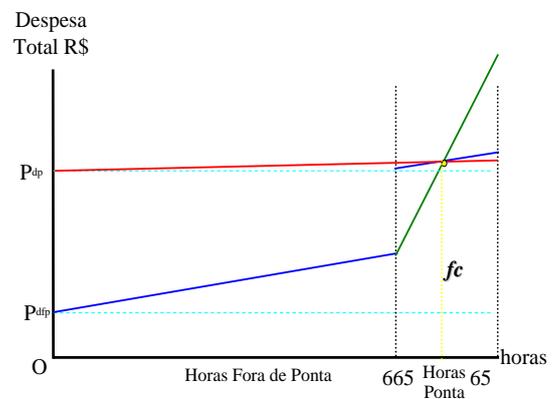


Figura 2 – Fator de Utilização de Indiferença

Menu de Tarifas: Azul, Verde e Convencional Demanda Ponta < Demanda Fora Ponta

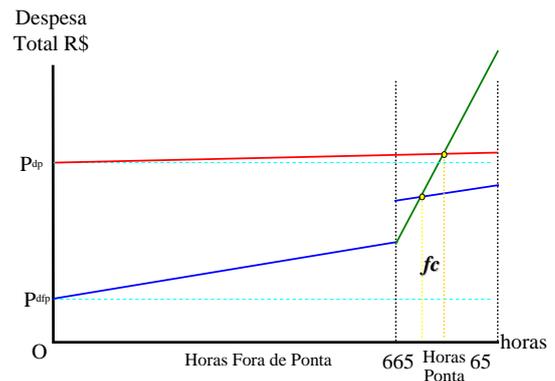


Figura 3 - Redução na Demanda de Ponta Azul

⁶ Irastorza [4], analisando outros países, conclui que existe uma resistência a alterar estruturas tarifárias desenhadas numa época em que as tecnologias de medição e telecomunicações não eram acessíveis. Tal postura impede a utilização de alternativas mais diretas que permitam aos consumidores a tomar decisões mais eficientes no uso da energia.

Menu de Tarifas: Azul, Verde e Convencional Demanda Ponta < Demanda Fora Ponta

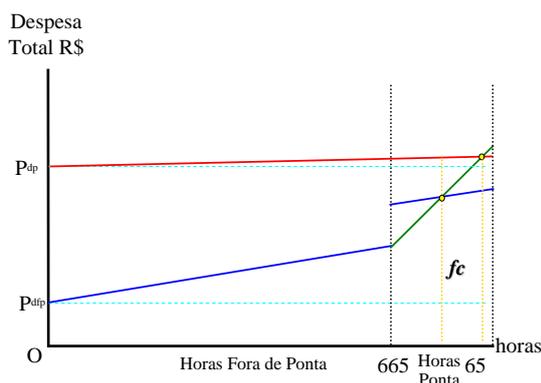


Figura 4 - Com ajuste na Tarifa de Energia de Ponta Verde

Para fins de planejamento dos investimentos de expansão e mesmo de operação do sistema a empresa concessionária favoreceria a modalidade Azul pelas características e associação de informações e contratos. Por outro lado, ao oferecer as modalidades para grupos de clientes com características distintas, não se espera o aumento das receitas e sim maiores informações sobre as condições de utilização da rede.

Contudo, a decisão sobre as modalidades tarifárias cabe ao regulador, e a ANEEL publica anualmente as estruturas tarifárias de todas as distribuidoras, sem que haja um processo formal de avaliação dos procedimentos e dos efeitos esperados dessas tarifas. Dos exemplos acima, é possível perceber que o fator de utilização da potência no período de ponta, ou fator de carga, é a variável na determinação das condições de escolha dos agentes. Nesse sentido o regulador deveria monitorar os efeitos das tarifas publicadas sobre o Fator de Carga Implícito.

B. Sinalização Econômica dos Menus Tarifários da AES Eletropaulo (2002-2006)

A cada ano o órgão regulador publica as tarifas de distribuição oferecendo aos usuários um sinal sobre a melhor modalidade a ser contratada. Essa informação corresponde a um fator de carga de indiferença implícito (fcI), isto é, aquele que traz a indiferença entre a modalidade Azul e Verde. Em função do fator de carga esperado (fcE) pelo consumidor para o período que essa tarifa irá vigorar o consumidor tomará a decisão de manter-se numa modalidade ou contratar uma nova alternativa.

O cálculo do fator de carga implícito é obtido diretamente das tarifas publicadas e o fator de carga esperado é uma informação privada do consumidor. Desse modo, dois fatores independentes atuam na seleção da melhor modalidade, as alterações produzidas pelo regulador na relatividade de preços nas tarifas publicadas e as expectativas dos consumidores de utilização das cargas a serem contratadas para o período tarifário subsequente.

O Fator de Carga Implícito é dado por:

$$fcI_p = \frac{P_p^d}{(P_p^{eV} - P_p^{eA}) \cdot h_p} \quad (2)$$

Uma vez publicada a estrutura tarifária, os consumidores podem escolher a modalidade calculando o fator de carga de indiferença, dada sua expectativa de fator de utilização para o próximo período. Há ainda a possibilidade de ajustar a contratação das demandas de potência nos horários de ponta e fora de ponta.

Se $fcI_p > fcE_p$, a modalidade Verde será preferível;

Se $fcI_p < fcE_p$, a modalidade Azul será preferível;

Se $fcI_p = fcE_p$, haverá indiferença entre modalidades

Para a escolha entre Convencional e Verde também é relevante apenas o fator de carga no horário de ponta, sendo a modalidade Verde preferível se o fator de carga é inferior ao Fator de Cargo Alvo e a Convencional no caso contrário.

Novamente, podemos avaliar a escolha dos consumidores em função do fator de carga de indiferença implícito (fcI), isto é, aquele que traz a indiferença entre as modalidades resultante de tarifas definidas pelo regulador. Uma vez publicada a estrutura tarifária o consumidor apura a tarifa implícita e decide a modalidade em função do seu fator de carga esperado (fcE).

Para a decisão do consumidor convencional não é necessário redefinir cálculo do fator de carga implícito, sendo o mesmo apontado acima, mas a escolha entre as modalidades será condicionada pela razão entre a demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta. Se a demanda máxima ocorre no horário fora de ponta a melhor solução dependerá da diferença entre as demandas e dos preços relativos da demanda ponta e fora de ponta.

Se a demanda máxima ocorre no horário de ponta e:

○ $fcI_p = fcE_p$, haverá indiferença entre modalidades;

○ $fcI_p > fcE_p$ a modalidade Verde será preferível; e

○ $fcI_p < fcE_p$, a modalidade Convencional será preferível.

Para exemplificar os efeitos das variações das tarifas definidas pelo regulador nos fatores de carga implícitos, foram selecionadas as tarifas dos consumidores do nível de tensão A4 da Eletropaulo para os anos de 2001 a 2006. Os fatores implícitos que foram calculados são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 2 - Fatores de Carga Implícitos (2001-2006)
AES-Eletropaulo -2002-2006

	FC IMPLÍCITO A4
2001/2002	0,67
2002/2003	0,67
2003/2004	0,71
2004/2005	0,75
2005/2006	0,68
2006/2007	0,93

Constata-se um movimento que torna a opção pela modalidade Azul mais restritiva a cada ano. Resta saber se essa alteração pode ter induzido a mudança de modalidade dos consumidores.

Para ilustrar a comparação entre modalidades, conforme representação proposta na Figura 2, apresenta-se na Figura 5 um quadro com as representações das tarifas publicadas para os consumidores A4 da AES Eletropaulo no período.

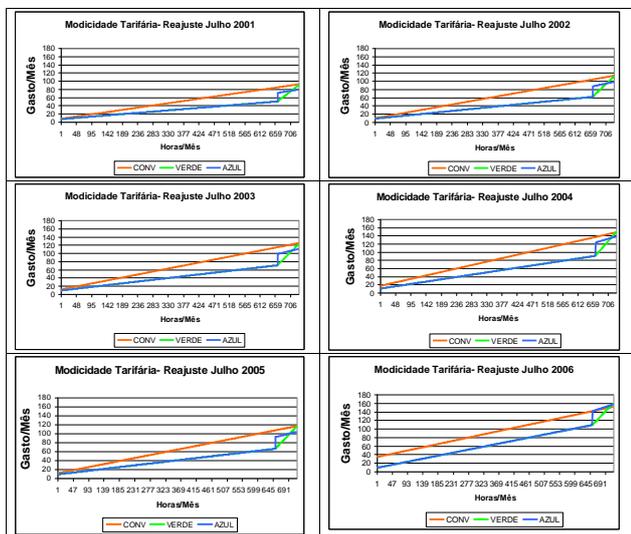


Figura 5- Menus Tarifários Publicados – Gasto com 1 kW de Demanda

A atratividade relativa entre as modalidades Verde/Azul, expressas pelo fator de carga implícito descrito na Tabela 2, pode ser complementada pelas variações de tarifa influenciando as opções entre Verde e Convencional. Nos cinco primeiros painéis da Figura 5 os consumidores que optassem pela modalidade Convencional pagariam tarifas de energia mais caras e de demanda muito próximas a Azul/Verde. No caso de uso constante adotado, apenas em 2006 os gastos sob modalidade Convencional poderiam ser inferiores aos das outras modalidades, isso ocorrendo quando o fator de carga na ponta fosse superior a 81%.

C. Estimção de Demanda de Energia Elétrica de consumidores industriais

O objetivo dessa seção foi explorar as informações disponíveis no banco de dados de consumidores industriais da AES Eletropaulo para estimar a elasticidade preço da demanda de energia elétrica de diferentes setores.

O banco de dados contém informações que permitem calcular o preço efetivamente pago por cada MWh utilizado no mês, sem que se necessite considerar as estruturas tarifárias que produziram esses preços médios. O preço médio da eletricidade observado é obviamente uma variável endógena, uma vez que resulta das decisões de utilização já tomadas pelas empresas. Regressões em painel com efeitos fixos nas empresas individuais não evitam esse problema, mas podem permitir avaliar elasticidades preço para os setores a que elas pertencem.

Como a eletricidade é um insumo na produção industrial, adota-se a hipótese de que as condições de produção de cada empresa permanecem relativamente constantes no período de estudo. Assim como os demais preços de insumos, os preços de eletricidade são determinados e a empresa busca minimizar os custos com

eletricidade nas decisões de produção. A fórmula abaixo foi usada para estimar a demanda de eletricidade:

$$LQ_{it} = \alpha_i + \beta_1 LPI_{it} + \beta_2 Mod_{it} + \beta_3 PS_{St} + \lambda A_t + e_{it} \quad (3)$$

O logaritmo do consumo em kWh (LQ) é uma função do preço da eletricidade e da quantidade produzida. Para caracterizar o preço da eletricidade empregou-se o logaritmo do Preço Médio efetivamente pago (LPI_{it}) e a modalidade contratada no período (Mod_{it}). Como não dispomos de informações sobre a produção individual de cada firma empregou-se a variação do índice de produção setorial (PS_{St}). As decisões de consumo podem ser afetadas por variáveis macroeconômicas, que são controladas por meio de variáveis binárias (A_t) para cada ano da amostra.

Esse modelo assume que todos os parâmetros são iguais para as firmas com exceção de α_i . Esse parâmetro captura todas variáveis não observadas que influenciam a demanda de eletricidade. O parâmetro estimado (β_1) em log/log representa a própria elasticidade do preço da demanda. Essa elasticidade preço é alterada pela contração das modalidades Azul e Verde.

O modelo da equação (3) foi estimado e seus resultados são apresentados no Modelo 3 da Tabela 3. Destaque-se o fato de todos os parâmetros estimados serem significativos ao nível de 1%. O valor da elasticidade preço da demanda estimada é muito próximo da unidade (-1,025), resultado não surpreendente pela utilização do preço médio. Quando não consideradas as modalidades tarifárias (Modelo 4) obtém-se uma elasticidade menor (-0,982).

Tabela 3 - Resultados das Estimções do Painel Com Efeitos Fixos

Variáveis	Consumo de Energia			
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
In/preço	-0.9697449*	-1.032345*	-1.025898*	-0.9819107*
	(-58.38)	(-61.8)	(-61.32)	(-63.71)
Índice de Produção (SP)	0.0026999*	0.0029501*	0.0029897*	0.0028582*
	(45.59)	(48.11)	(46.63)	(44.93)
Demanda Registrada Ponta	0.0002995*	-	-	-
	(10.6)	-	-	-
Demanda Registrada Fora da Ponta Indutiva	0.0005925*	-	-	-
	(14)	-	-	-
Demanda Contratada Ponta	-0.0001391*	-0.0000267	-	-
	(-3.08)	(-0.92)	-	-
Demanda Contratada Fora da Ponta	0.0002557*	0.0006123*	-	-
	(6.46)	(21.67)	-	-
Demanda Contratada Convencional	0.0005358*	0.0009767*	-	-
	(19.09)	(39.53)	-	-
Tarifa Azul	0.422617*	0.3994395*	0.1986093*	-
	(28.18)	(26.44)	(19.18)	-
Tarifa Verde	-0.20549*	-0.2389706*	-0.1813696*	-
	(-31.28)	(-35.68)	(-26.8)	-
Binária 2003	0.1492861*	0.1633456*	0.1695271*	0.1524072*
	(45.46)	(49.6)	(50)	(47.74)
Binária 2004	0.3261666*	0.362611*	0.3649978*	0.3320181*
	(64.29)	(73.13)	(72.85)	(75.82)
Binária 2005	0.4596416*	0.5095505*	0.510425*	0.460798*
	(63.74)	(72.75)	(72.35)	(77.08)
Binária 2006	0.5323167*	0.5892796*	0.5908928*	0.5189023*
	(61.89)	(70.29)	(69.88)	(75.08)
Constante	8.403763*	8.411929*	8.744983*	8.807561*
	(309.61)	(304.48)	(345.2)	(364.06)
Obs	161296	161296	161296	161296
Grupos	2699	2699	2699	2699

* significativo a 1%; ** significativo a 5% e *** significativo a 10%
Valor entre parênteses: z

Os modelo 2 da Tabela 3 inclui variáveis de escolha, demandas contratadas. Destaca-se o fato de a demanda contratada na ponta não ser uma variável significativa. Isso ocorre provavelmente pela coincidência com a modalidade Azul. O modelo 1 acrescenta variáveis de registro de demanda. Essas variáveis são correlacionadas com a variável dependente.

Empregando o Modelo 4 da Tabela 3 promoveu-se então uma alteração em que variáveis binárias identificando cada

setor interagem com a variável preço. O resultado dessa estimação é apresentado parcialmente nas Tabelas 4 e 5. A Tabela 4 permite comparar os coeficientes estimados pelo novo modelo com os resultados do Modelo 4 da Tabela 3. Não há praticamente alterações no intercepto e nos coeficientes das binárias de ano.

A Tabela 5 apresenta os coeficientes estimados de elasticidade preço da demanda em ordem crescente, isto é, dos setores mais inelásticos para os mais elásticos.

Tabela 4 - Painel Com Interação Preço Setor

Variáveis	Consumo de Energia
	Modelo 1
Índice de Produção (SP)	0.002932* (35.6)
Binária 2003	0.1510888* (47.64)
Binária 2004	0.3270308* (76.7)
Binária 2005	0.4535176* (78.28)
Binária 2006	0.5099498* (76.86)
Constante	8.829892* (352.71)
Obs	142122
Grupos	2376

* significativo a 1%; ** significativo a 5% e *** significativo a 10%
Valor entre parênteses: z

Tabela 5 - Painel - Elasticidade Preço – Setores – Em ordem Crescente

Fumo	-0.5650837*
Outros equip. de transporte	-0.5938196*
Equipamento hospitalar	-0.7114247*
Refino de petróleo e álcool	-0.7706663*
Outros produtos químicos	-0.8008055*
Celulose, papel	-0.8065461*
Mínerais não metálicos	-0.840258*
Calçado e Artigos de couro	-0.8521531*
Prod. metal (excluindo máquinas e equipa	-0.8603285*
Metalurgia Básica	-0.8692666*
Máquinas e Equipamentos	-0.9064821*
Diversos	-0.9084012*
Mobiliário	-0.9199124*
Veículos Automotores	-0.9430473*
Edição, impressão, reprodução	-0.9621862*
Vestuário e Acessórios	-0.9659954*
Perfumaria, sabões, detergentes	-1.02041*
Plástico e Borracha	-1.03803*
Alimentos	-1.041775*
Mat. eletrônico e comunicação	-1.085289*
Têxtil	-1.112811*
Farmacêutica	-1.141724*
Extrativa	-1.15162*
Madeira	-1.157648*
Máquinas e equipamentos elétricos	-1.167519*
Máquinas e equipamentos para escritório	-1.256949*
Bebidas	-1.29621*

IV. SOFTWARE

As metodologias desenvolvidas foram integradas e consolidadas em um aplicativo computacional denominado Encargos - Simulador de Encargos, Elasticidade e Migração. Através de uma interface de fácil utilização pelo

usuário, é possível simular o cálculo das tarifas em função de mudanças no nível dos encargos, verificar a reação dos consumidores no consumo/demanda, analisar a possível migração entre as modalidades tarifárias e calcular o impacto dessas mudanças na receita da concessionária.

O Software desenvolvido é baseado em quatro módulos principais, descritos a seguir:

A. Cálculo das Tarifas

Este módulo realiza o cálculo das tarifas de energia para todos os níveis de tensão e modalidades tarifárias, obtendo os mesmos resultados da metodologia utilizada pelo órgão regulador nas planilhas de “Abertura Tarifária”, porém permitindo a simulação do cálculo para diferentes valores dos encargos.

A Figura 6 apresenta a tela onde o usuário pode alterar os valores dos encargos, de forma absoluta (em reais) ou relativa (em relação aos valores anteriores). Após as alterações desejadas, o programa calcula as novas tarifas para a recuperação da receita requerida ajustada pelo usuário.

Parâmetros	Receita Requerida (DRP)	Variação (DRP / DRA)
RGR (Anual e Ajuste)	65756840,51	21,11%
CCC	327754237,34	10,01%
TFSEE	16381986,5	14,35%
CDE	332237855,35	0,89%
ESS	102996649,1	1590,20%
PROINFA	100887003,82	40,56%
P & D	76165263,751	13,87%
ONS	377246,16	4,55%

Figura 6 – Cálculo das Tarifas

Os cálculos são realizados por componente (ex. RGR, CCC, Perdas na Rede Básica, etc.) ou totalizados como a tarifa “Anexo II”, podendo ser visualizados na tela ou exportados para um arquivo texto.

B. Elasticidade de Consumo

O módulo de elasticidade de consumo estima a variação dos mercados de energia e demanda como consequência da variação das tarifas. O usuário tem a liberdade de definir os valores das elasticidades para cada nível de tensão, modalidade tarifária e classe de consumo, além de indicar as tendências de reação para cada conjunto de clientes, como os ajustes por demanda, produção ou linear. A Figura 7 ilustra um caso exemplo.

Item	Peso	Valor
A4 Azul Industrial média	232	-0,8
A4 Azul Outros	191	0

Elasticidade: -0.43877068579196

Regras de Elasticidade:
 Linear
 Gerenciamento da Demanda
 Gerenciamento da Produção

Figura 7 – Elasticidade de Consumo

C. Migração entre Modalidades

A alteração dos valores das tarifas e a variação no consumo gerada pela elasticidade incentivam alguns consumidores a mudarem suas modalidades tarifárias para condições financeiras mais interessantes. Como alguns clientes não procuram sempre por essa melhor situação, o programa analisa a base de faturamento dos clientes e calcula a média de clientes “inflexíveis”, sugerindo ao usuário a manutenção do valor histórico (ou permitindo a alteração para quaisquer valores) para as simulações de migração. A tela da Figura 8 apresenta os valores médios obtidos em uma das simulações.

The screenshot shows a software interface with a table of consumer data and a dialog box. The table has columns for Tarifa Inicial, Elasticidade, Migração, and Componentes. The dialog box is titled 'Porcentagem de Inflexíveis' and contains two input fields: '[%] Inflexíveis considerando DC < 300' with a value of 52,1 and '[%] Inflexíveis considerando DC > 300' with a value of 29,1. There is an 'OK' button.

Figura 8 – Migração

D. Impacto na Receita

Este módulo realiza o cálculo da receita esperada pela concessionária para cada etapa de análise do software (novas tarifas, elasticidade e migração). As receitas são calculadas para cada grupo tarifário (nível de tensão, modalidade e item), permitindo a comparação dos valores entre todas as simulações realizadas. O exemplo da Figura 9 apresenta os mercados, tarifas e receitas para o grupo A4-Verde. Esta comparação permite, principalmente, a análise do impacto das reações dos consumidores para quaisquer simulações realizadas pelo usuário.

V. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido proporcionou a exploração de dados de consumo num período com variações de preços reais significativas, permitindo explorar e evidenciar resultados sobre a sensibilidade do consumo de energia elétrica a variações de preços.

O software implementado permitiu melhor informação da concessionária a respeito dos impactos que mudanças nos encargos trazem para a tarifa do consumidor, podendo resultar futuramente em ações a serem realizadas junto aos clientes para justificar eventuais mudanças tarifárias e ajustar o mercado a ser realizado com o previsto inicialmente.

Grupamento Tarifário - Modalidade: A4 - Verde

Item	Valores iniciais		
	Mercado	Tarifa	Receita
D	24.270.969,73	6,91	167.712.400,81
EPS	377.535,42	852,62	321.894.248,33
EFPS	3.946.855,83	123,11	485.897.420,88
EPU	229.110,91	833,59	190.984.567,01
EFFU	2.918.116,28	112,07	327.033.291,17
			1.493.521.928,20
Cálculo da nova tarifa			
	Mercado	Tarifa	Receita
	24.270.969,73	7,38	179.030.268,35
	377.535,42	904,91	341.636.364,99
	3.946.855,83	130,68	515.785.002,05
	229.110,91	884,67	202.688.255,71
	2.918.116,28	118,94	347.093.678,75
			1.586.233.589,84
Aplicação das elasticidades			
	Mercado	Tarifa	Receita
	23.689.069,93	7,38	174.737.993,34
	368.483,96	904,91	333.445.606,24
	3.852.229,42	130,68	503.418.986,55
	223.617,95	884,67	197.828.777,24
	2.848.154,04	118,94	338.772.060,65
			1.548.203.424,02
Migração			
	Mercado	Tarifa	Receita
	23.587.581,83	7,38	173.989.385,36
	368.253,04	904,91	333.236.644,91
	3.842.209,52	130,68	502.109.560,50
	223.453,01	884,67	197.662.857,42
	2.840.996,97	118,94	337.920.766,58
			1.544.939.214,77

Figura 9 – Impacto na Receita

Como principal benefício para a empresa concessionária de distribuição, pode-se destacar a melhora dos processos de tomada de decisão e nos planos de investimento relacionados à determinação de políticas de preços, com vistas a estabelecer tarifas justas e adequadas para todos os usuários e remuneração apropriada para a concessionária. O conhecimento mais preciso do comportamento do mercado, resultado da aplicação do simulador, pode também contribuir para aprimorar o processo de compra de energia. Além disso, a transparência da composição das tarifas de fornecimento de energia para os consumidores garantirá uma melhora na imagem da AES ELETROPAULO e no relacionamento desta com seus clientes.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FUJIMOTO, S.; TAHAN, C. M. V. As distorções nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e o processo de realinhamento tarifário. ABAR, Recife, 2007.
- [2] BOITEUX, M. Peak-Load Pricing, *The Journal of Business*, Vol. 33, No. 2, pp. 157-179, 1960.
- [3] WILSON, R. Efficient and Competitive Rationing, *Econometrica*, January 1989, Vol. 57, No. 1,
- [4] IRASTORZA, V. New Metering Enables Simplified and More Efficient Rate Structures, *The Electricity Journal*, December 2005, Vol. 18, Issue 10.