



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/18
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

**ANÁLISE DO IMPACTO DA RESPOSTA DA DEMANDA AOS SINAIS ECONÔMICOS DAS BANDEIRAS
TARIFÁRIAS NA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DE LONGO PRAZO DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL**

Ricardo C. Perez (*) Gabriel H. Clemente e Silva Paula Valenzuela Priscila R. Lino
PSR

Delberis A. Lima Vitor Hugo Ferreira
PUC-RJ UFF

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica pôs em discussão na Audiência Pública nº 120/2010, uma proposta de revisão da estrutura tarifária das distribuidoras. Dentre as sugestões apresentadas, figura a substituição do sinal sazonal da Tarifa de Energia por uma sinalização mensal baseada no preço de curto prazo, representada pela figura das Bandeiras Tarifárias. O objetivo deste trabalho é avaliar os efeitos de possível resposta da demanda às Bandeiras no custo operativo do sistema, no comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças, e na própria dinâmica de acionamento das Bandeiras Tarifárias no horizonte em análise.

PALAVRAS-CHAVE

Bandeiras, Regulação, Demanda, Gerenciamento.

1.0 - INTRODUÇÃO

As Tarifas de Fornecimento (TF) são preços unitários que indicam o valor a ser cobrado dos consumidores para ressarcir à distribuidora os custos incorridos com a compra da energia e com os sistemas de distribuição e transmissão necessários ao transporte dessa energia até o ponto de consumo. No processo de definição dessas tarifas busca-se adotar modelos de diferenciação de preços que influenciem na decisão do consumidor de quando consumir energia e usar a rede de maneira a contribuir com a redução dos custos de operação do sistema e postergar investimentos na expansão da capacidade do parque gerador e das redes de transporte de energia.

No Brasil, até a presente data, o esquema de diferenciação de preços tem sido efetivamente aplicado apenas aos consumidores conectados aos sistemas de distribuição em tensão superior a 2,3 kV. Este esquema, conhecido como tarifação horossazonal, foi definido em meados da década de 80. A relação fixa para *diferenciação* sazonal entre o período seco (de maio a novembro) e o período úmido (de dezembro a abril), foi determinada a partir de estudos de simulação do sistema elétrico brasileiro em que se avaliou, para cada mês do ano, o impacto do incremento da demanda no Custo Marginal de Operação (CMO). A média dos CMO dos dois períodos dessas simulações resultou na relação fixa aplicada até hoje: as tarifas vigentes para o período seco são 12% mais caras do que as do úmido.

Na Audiência Pública nº 120/2010 (AP 120/10), ao avaliar o histórico dos PLD a partir de maio de 2003, a ANEEL concluiu que “o PLD não apresenta um comportamento padrão nos períodos seco e úmido, indicando que o sinal tarifário hoje existente não representa as expectativas do benefício intertemporal do uso da água sinalizadas pelo PLD” [1]. A ANEEL argumenta também que os contratos de energia das distribuidoras tampouco apresentam preços diferenciados durante os períodos úmido e seco, sendo os custos de contratação de longo prazo oriundos de leilões sem esta diferenciação. Além disso, dada a mudança nas características da contratação de energia pelas

(*) Praia de Botafogo, nº 228 – sala 1701- Bloco A – CEP 22.250-906 Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2100 – Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: ricardo@psr-inc.com

distribuidoras, atualmente as TE também estão vinculadas ao caráter variável de dois tipos de custos com os quais as distribuidoras arcam mensalmente, embora a regulamentação atual só permita que as tarifas pagas pelo consumidor variem uma vez ao ano: (i) O primeiro abrange os custos resultantes do ressarcimento dos custos operativos das termelétricas contratadas por disponibilidade quando acionadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) como parte da otimização operativa, ou a compra de energia no mercado de curto prazo quando elas não são acionadas; (ii) O segundo abrange os custos operativos das termelétricas também acionadas pelo ONS, porém devido a razões de segurança energética – neste caso, os custos são transferidos ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e rateados entre todos os consumidores, sejam eles regulados ou livres.

Ainda que a ANEEL busque resolver este “descasamento” entre tarifas fixas e despesas variáveis, incorporando às tarifas das distribuidoras, a cada reajuste tarifário, uma previsão destes custos variáveis para os 12 meses subsequentes, ações operativas do ONS suplementares às previstas pelo despacho econômico e devido aos procedimentos de segurança energética, têm levado a discrepâncias significativas entre os custos previstos e os realizados, que são incorporadas no reajuste/revisão seguinte às tarifas¹. Além disso, a ANEEL argumenta que os consumidores não têm uma sinalização “a tempo” de que a oferta de energia para atender a demanda está ocorrendo com maiores custos de geração (acionamento de térmicas), impedindo que eles gerenciem suas cargas de modo a otimizar os recursos energéticos do país.

Os fatos supracitados levaram a ANEEL a propor, e subsequentemente aprovar, no âmbito da AP 120/10 a substituição do sinal sazonal pré-fixado da TE (relação de 12% vista acima) por uma sinalização variável mês a mês denominada Bandeira Tarifária (Bandeira), que consistirá em um incremento nas TE cujo valor dependerá da Bandeira acionada pelo ONS, após decisão na reunião do Programa Mensal de Operação (PMO). Essa sinalização mensal será baseada na soma do CMO (em R\$/MWh), que seria um *proxy* do acionamento das térmicas pela otimização operativa (primeira parcela dos custos variáveis vistos acima) e do ESS unitário (em R\$/MWh) associado à segurança do sistema (ESS_{SE}), que refletiria a segunda parcela, podendo assumir uma das seguintes categorias:

Tabela 1 – Bandeiras tarifárias e intervalos de acionamento

Bandeira Tarifária	Intervalo para {CMO + ESS _{SE} } (R\$/MWh)	Sinal Econômico na TE (R\$/MWh)
Verde	< 100	-
Amarela	≥ 100 e < 200	15
Vermelha	≥ 200	30

A TE a ser aplicada para a Bandeira Verde, também denominada tarifa de energia de equilíbrio, será estabelecida nos reajustes/revisões tarifárias buscando minimizar possíveis diferenças entre receitas e despesas decorrentes da aplicação do sistema de Bandeiras para cada distribuidora. Embora esse valor tenha processo de cálculo individualizado por empresa, os adicionais de 15 R\$/MWh e de 30 R\$/MWh que serão aplicados sobre a TE vigente para a Bandeira Verde, são fixos e iguais para todas as concessionárias.

As Bandeiras Tarifárias incidirão sobre a TE de todos os consumidores cativos do Sistema Interligado Nacional (SIN), e serão implantadas em caráter experimental no ano de 2013 para que seja possível o acompanhamento e aprimoramento das mesmas, uma vez que a partir de 2014 o mecanismo passará a ter aplicação efetiva. O objetivo desse estudo é analisar as medidas propostas pela ANEEL dentro do escopo das Bandeiras Tarifárias e já adiantar alguns possíveis impactos na operação eletro-energética do SIN.

Esse estudo está estruturado, deste tópico em diante, da seguinte forma: a seção 2 apresenta a descrição das premissas e o detalhamento da simulação da operação eletro-energética de longo prazo do SIN. A seção 3 traz os principais resultados da simulação descrita na seção 2. Por fim, na seção 4, serão apresentadas as principais conclusões e sugestões.

2.0 - SIMULAÇÕES DETALHADAS DA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DE LONGO PRAZO DO SIN

A resposta à questão levantada na seção anterior pode começar a ser formulada mais claramente através de simulações detalhadas da operação eletro-energética de longo prazo do SIN, que levem em conta os sinais econômicos de curto prazo das Bandeiras bem como uma possível resposta dos consumidores a esses sinais, o que acabará por afetar o despacho hidrotérmico do sistema elétrico brasileiro e, por consequência, os parâmetros utilizados para o próprio acionamento das Bandeiras (CMO e ESS_{SE}).

¹ As discrepâncias foram tão elevadas no início de 2013 que foi proposto pela ANEEL através do Decreto 7.945/2013 o uso da Conta de Desenvolvimento Energético para a cobertura de componentes financeiros relacionados ao pagamento do ESS, sempre que o efeito médio do reajuste de tarifas para o consumidor das distribuidoras for superior a 3%.

A modelagem do comportamento dos consumidores de energia elétrica frente aos sinais de preço deve levar em conta fatores como hábitos, tipos de carga e perfis de consumo, mas principalmente deve considerar que a sensibilidade do consumo frente a uma variação de preço varia de acordo com o setor econômico onde atua o consumidor. Ou seja, cada setor econômico possui uma elasticidade preço-consumo.

2.1 Setorização

Como as Bandeiras serão aplicadas a todos os consumidores regulados do SIN, o primeiro passo é a segregação da demanda de cada submercado nos diversos setores econômicos, os elásticos ao preço (residencial, comercial e industrial) e por fim, o inelástico (demais setores e consumidores livres). Para tal, é necessário saber *a priori*, as porcentagens de consumidores livres, cativos, e de baixa-renda para posteriormente segregar o mercado cativo sem os consumidores de baixa-renda nos setores supracitados. Todos esses percentuais necessários foram calculados com base nos dados de mercado que estão disponíveis em [2] e [3]. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 2 – Percentuais finais para segregação da demanda Brasil em elástica e inelástica

Sistema	% de participação no consumo de cada submercado					
	Parcela Inelástica			Parcela Elástica		
	Consumidor Livre	Baixa Renda	Outros	Residencial	Industrial	Comercial
Norte	57,36%	2,06%	8,61%	13,10%	9,80%	9,07%
Nordeste	18,29%	10,34%	18,32%	21,57%	14,94%	16,54%
Sul	17,38%	1,67%	14,43%	23,00%	26,31%	17,22%
Sudeste/Centro-Oeste	20,99%	1,49%	13,35%	35,90%	10,60%	17,67%

2.2 Elasticidade – Preço x Demanda

Uma vez separadas quais frações da demanda de cada submercado serão elásticas aos sinais de preço, resta modelar como estas parcelas respondem a essas variações. A medida que indica a sensibilidade da variação da demanda face apenas à variações no preço do produto ofertado é a elasticidade-preço da demanda. De maneira simplificada, a elasticidade-preço da demanda pode ser expressa como:

$$\varepsilon_{Q,P} = \frac{\partial Q / Q}{\partial P / P} = \frac{\partial Q}{\partial P} \cdot \frac{P}{Q}$$

Onde, Q é a quantidade demandada e P é o preço do bem. O termo $\partial Q / \partial P$ indica que uma variação infinitesimal do preço implica em uma variação infinitesimal da demanda pelo bem em análise. O sinal dessa derivada é negativo, uma vez que preço e demanda variam em sentidos inversos: ou seja, um aumento no preço do bem provocará uma redução na quantidade demandada e vice-versa.

Para modelar as demandas de acordo com o que foi desenvolvido até o momento neste estudo, é necessário ter a mão as elasticidades-preço da demanda das três classes de consumo consideradas elásticas a preço: residencial, comercial e industrial. Das fontes consultadas, buscou-se aquelas onde o perfil das análises realizadas se assemelhava mais ao formato proposto por este estudo. Assim, embora tenham sido encontrados cinco trabalhos tratando sobre a estimação da elasticidade-preço da demanda no Brasil, foram eliminados aqueles² onde a abordagem se restringia a apenas uma região geográfica, ou a uma classe de consumo, e deu-se preferência aos estudos que tivessem a mesma resolução quanto às classes de estudo consideradas elásticas (residencial, industrial e comercial) e que considerassem uma maior quantidade de dados históricos para a estimação, a fim de suavizar o efeito que movimentos da economia venham a ter sobre o consumo de energia. O estudo selecionado [4] calculou as elasticidades preço e renda da demanda, visando estimar o consumo de energia das classes residencial, industrial e comercial no horizonte de 2000 à 2005. O cálculo das elasticidades-preço da demanda usou dados anuais de 1969 à 1999 para as tarifas e o consumo de cada classe. A tabela a seguir resume os resultados encontrados.

² i) SOUZA, Z.F., A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica; ii) MODIANO, E.M., Elasticidade renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil; iii) ANDRADE, T.A., Elasticidade renda e preços da demanda residencial de energia elétrica no Brasil; e iv) SANTOS, P.E, LOBÃO, W., Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e micro-geradores considerando a elasticidade-preço das cargas.

Tabela 3 – Elasticidades-preço da demanda

Classe de consumo	Elasticidades-preço da demanda
Residencial	-0,146
Industrial	-0,545
Comercial	-0,174

Pode-se interpretar os dados da tabela acima da seguinte maneira: cada aumento percentual na tarifa de fornecimento de energia elétrica, por exemplo, da classe residencial, leva a uma redução de 0,146% do consumo desta classe. Nesse sentido, vemos que a classe que é mais sensível a sinais de preço é a industrial, cuja resposta a uma variação percentual da tarifa de fornecimento é cerca de 4 vezes maior que a observada na classe residencial.

2.3 Modelagem das Curvas de Elasticidade Preço-Consumo

Levando-se em conta a setorização da demanda presente na seção 2.1 e as respectivas elasticidades presentes na seção 2.2, a demanda de cada submercado será dividida em: residencial, comercial, industrial e outros. A parcela de demanda intitulada “outros” será inelástica, ou seja, não muda seu comportamento de consumo mesmo com variações nos preços cobrados, como mostra a Figura 1-a) explicitada abaixo.

Já para a modelagem da demanda elástica, deve-se ter em mente de que a Bandeira Amarela será acionada a partir do momento em que a soma do CMO com o ESS_{SE} atingir o patamar de 100 R\$/MWh. Enquanto isso não ocorrer, não haverá uma resposta dos consumidores no sentido de reduzir o seu consumo, logo, a curva de resposta deve considerar 100% da demanda.

A partir do momento em que a soma do CMO com o ESS_{SE} suplantam os 100 R\$/MWh a demanda será reduzida de x%, onde esse percentual será definido pelas elasticidades selecionadas. No entanto, quando a soma do CMO com o ESS_{SE} atingir o valor de 200 R\$/MWh o sinal econômico imposto nas tarifas dos consumidores será ainda maior devido ao acionamento da Bandeira Vermelha, o que forçará a demanda elástica a reduzir ainda mais o seu consumo. Logo, a partir desse patamar, a demanda será reduzida em y%, valor este que também será em função das elasticidades. Por fim, deve-se ressaltar que como não há outro incremento de preço uma vez que a Bandeira Vermelha já tenha sido acionada, a demanda deixa de ser sensível ao preço e devido a este fato, este segmento é inelástico. A curva de resposta da demanda ao preço de acordo com as Bandeiras Tarifárias, apresentada na Figura 1-b), é então composta de três segmentos, onde o primeiro é inelástico e os demais são elásticos.

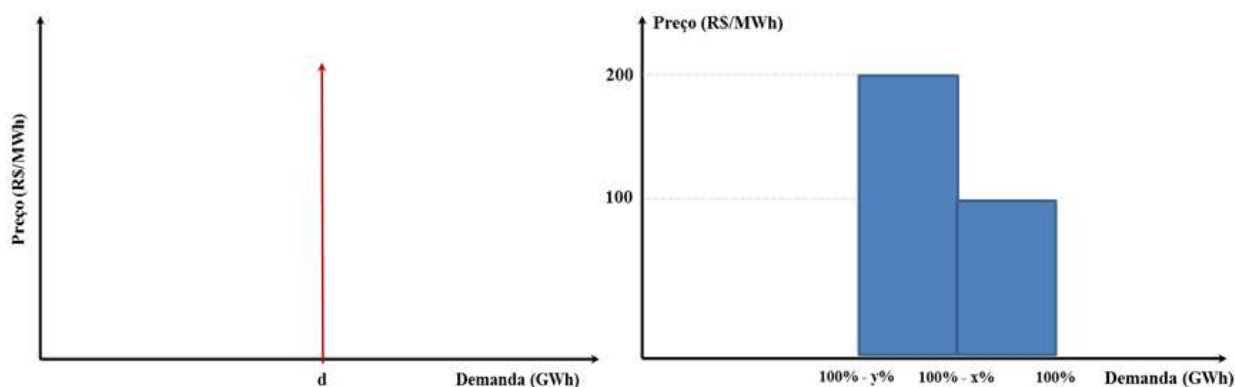


FIGURA 1 – a) Representação da demanda inelástica e b) representação da demanda elástica

Para encontrar o percentual de redução da demanda dado o acionamento das Bandeiras Amarela e Vermelha (x% e y%, respectivamente) é preciso saber o quanto representam em termos percentuais os incrementos de 15 R\$/MWh e 30 R\$/MWh na tarifa de fornecimento efetivamente cobrada dos consumidores. Para isso é preciso saber a tarifa cobrada sem a aplicação das Bandeiras de cada segmento de consumo elástico de cada um dos submercados. Foram utilizadas as tarifas médias de fornecimento com impostos³ dos submercados. As tabelas a seguir mostram o impacto percentual para o consumidor devido ao acionamento das Bandeiras e, em conjunto com as elasticidades-preço selecionadas, a resposta da demanda a esse mecanismo.

Tabela 4 – Impactos na TE e na demanda decorrentes da aplicação da Bandeira Amarela.

³ Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), cuja alíquota média considerada é de 5,5%, e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cuja alíquota média considerada é de 30%.

Sistema	Impacto % da Bandeira Amarela			Redução da demanda (impacto % da bandeira x elasticidade-preço)		
	Residencial	Industrial	Comercial	Residencial	Industrial	Comercial
Norte	4,26%	5,41%	4,22%	0,62%	2,95%	0,73%
Nordeste	4,55%	5,63%	4,45%	0,66%	3,07%	0,77%
Sul	4,64%	5,71%	5,05%	0,68%	3,11%	0,88%
Sudeste/Centro-Oeste	4,44%	6,10%	4,85%	0,65%	3,32%	0,84%

Tabela 5 – Impactos na TE e na demanda decorrentes da aplicação da Bandeira Vermelha

Sistema	Impacto % da Bandeira Vermelha			Redução da demanda (impacto % da bandeira x elasticidade-preço)		
	Residencial	Industrial	Comercial	Residencial	Industrial	Comercial
Norte	8,51%	10,82%	8,44%	1,24%	5,90%	1,47%
Nordeste	9,11%	11,26%	8,90%	1,33%	6,14%	1,55%
Sul	9,28%	11,42%	10,10%	1,36%	6,23%	1,76%
Sudeste/Centro-Oeste	8,89%	12,20%	9,69%	1,30%	6,65%	1,69%

Note que os percentuais de redução da demanda mostrados nas tabelas 3 e 4, equivalem aos percentuais x% e y% apresentados na Figura 1-b). Ou seja, são geradas 28 curvas de elasticidade preço-consumo, uma para cada setor de cada subsistema das tabelas supracitadas, as quais serão insumos para a obtenção da resposta da demanda elástica com relação ao preço (Bandeiras Tarifárias) durante a simulação eletro-energética do SIN.

2.4 Simulações Operativas

Dados os detalhes das premissas adotadas neste trabalho, foram realizadas duas simulações. A primeira representa o Programa Mensal da Operação (PMO) disponibilizado pelo ONS para dezembro de 2012 com horizonte até o final de 2016⁴. Nesta, a demanda de todos os submercados será totalmente inelástica, ou seja, não se altera com relação a uma variação de preço. Já na segunda simulação, as demandas serão segregadas setorialmente com suas respectivas curvas elasticidade preço-consumo definidas na seção 2.3. Estas duas simulações foram executadas no modelo de simulação da operação eletro-energética chamado SDDP®⁵.

O procedimento de simulação parte do cenário de demanda, oferta de geração, e restrições de transporte de energia entre regiões do PMO do ONS, calcula a política operativa estocástica, e simula a operação do sistema para um conjunto de 1200 cenários hidrológicos. Apenas na etapa de simulação a resposta da demanda a preço foi inserida. Optou-se por não representá-la na etapa de cálculo da política, uma vez que a maneira como a demanda reagirá às variações de preço só é conhecida *a posteriori*. Além disso, o processo de simulação representa tanto a aplicação dos procedimentos de segurança do ONS (nível meta), como o fato da Curva de Aversão ao Risco (CAR) ser atualizada a cada ano do período de estudo. Isto é feito através de um procedimento conhecido como “rodadas encadeadas”⁶: (a) uma vez calculada a política de 2012 a 2021, simula-se a operação do sistema (com o procedimento de nível meta) até o final de dezembro de 2012; (b) recalcula-se a política operativa para 2013 a 2021, com a nova CAR de 2013 e 2014, e simula-se a operação (com nível meta) até dezembro de 2013; (c) e assim por diante.

Com base na política operativa calculada conforme o procedimento supracitado, duas simulações são realizadas para cada caso: (i) a primeira é a chamada simulação física, onde calcula-se a política operativa do sistema considerando a CAR dinâmica e os níveis meta para se obter a Função de Custo Futuro (FCF) e as trajetórias de armazenamento do sistema; (ii) a segunda é a chamada simulação comercial, onde com base na FCF e na trajetória de armazenamento do item anterior, simula-se o sistema sem considerar a CAR e os níveis meta, e assim os PLD são obtidos.

⁴ Em verdade, o PMO de dezembro de 2012 considera um horizonte até o final de 2021 para fins de cálculo da política operativa (ou seja, são considerados cinco anos adicionais após 2016 para evitar a tendência de esvaziamento dos reservatórios ao fim de 2016). Para fins desse estudo, descartou-se também o mês de Dezembro de 2012, trabalhando-se com o horizonte 2013-2016.

⁵ SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) é um modelo de despacho hidrotérmico desenvolvido pela PSR Consultoria, que utiliza a metodologia chamada Programação Dinâmica Dual Estocástica para calcular a política operativa estocástica de mínimo custo de um sistema hidrotérmico considerando detalhes operativos das usinas e dos sistemas de transmissão, bem como restrições de suprimento de gás natural e a incerteza hidrológica.

⁶ Mais informações sobre o procedimento de “rodadas encadeadas” podem ser encontradas em [5] e [6].

3.0 - RESULTADOS

Em prol da concisão, dos resultados obtidos com as simulações realizadas foram selecionados apenas os seguintes efeitos da implementação das Bandeiras Tarifárias no SIN: (i) resposta da demanda total do SIN em relação aos sinais de preço; (ii) alterações no Preço de Liquidação das Diferenças em cada submercado; (iii) impacto no custo operativo total do sistema e (iv) cálculo da probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias.

3.1 Resposta da demanda elástica aos sinais de preço

Considerando as curvas de resposta da demanda apresentadas na seção 2.3, a redução média esperada da demanda total do SIN com a implementação das Bandeiras Tarifárias varia, em média, entre 500 MW médios e 200 MW médios, o que equivale a 0,8% e 0,3% da demanda. Embora a redução média não passe de 0,8% da demanda do SIN, existem cenários que apresentam uma redução mais acentuada, podendo chegar a cerca de 2%. Essa situação é demonstrada através das figuras abaixo, que apresentam a redução percentual e a probabilidade acumulada da redução da demanda do SIN.

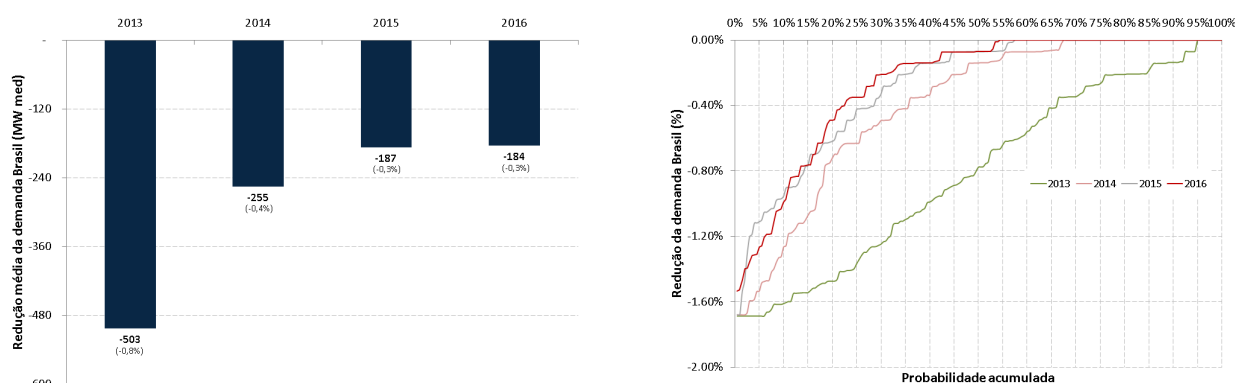


FIGURA 2 – a) Redução média e b) Probabilidade acumulada da redução da demanda do SIN

3.2 Preço de Liquidação das Diferenças

Diante das evidências de que a resposta da demanda às Bandeiras Tarifárias auxilia na redução da geração térmica e no aumento do nível dos reservatórios, também se espera que estes fatores impactem o CMO e por consequência o PLD de cada mês. Nos gráficos seguintes pode-se ver que os valores médios por ano do PLD são menores em todos os submercados no caso elástico quando os comparamos com o caso inelástico.

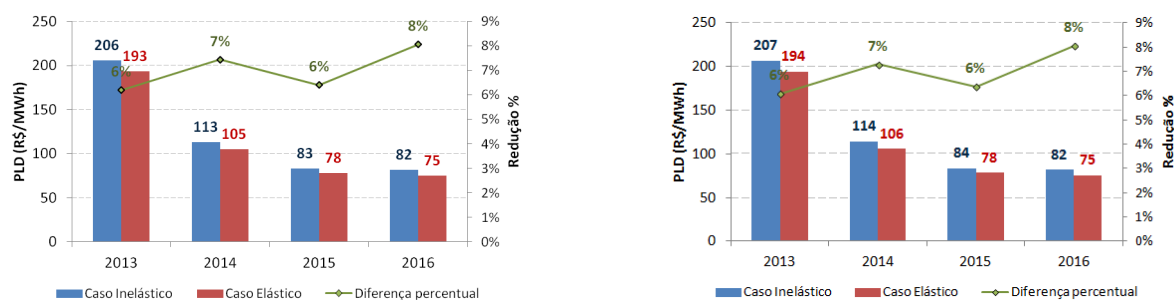


FIGURA 3 – PLDs médios dos submercados a) Norte e b) Nordeste

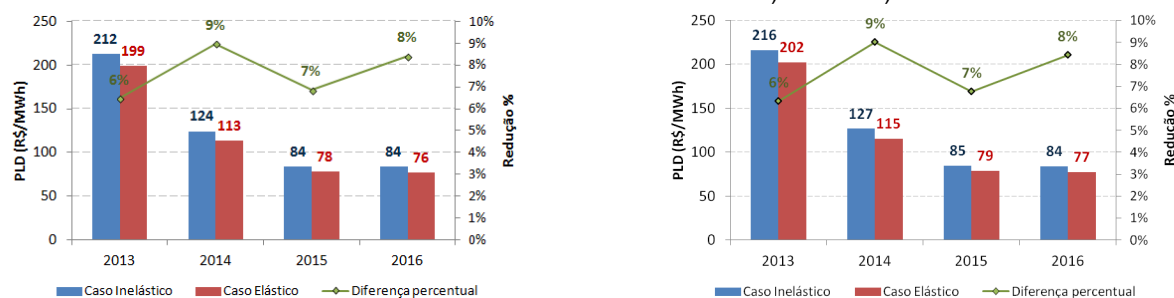


FIGURA 4 – PLDs médios dos submercados a) Sul e b) Sudeste/Centro-Oeste

3.3 Impacto no custo operativo total do sistema

A redução da demanda acaba provocando reflexos no despacho hidrotérmico do sistema elétrico brasileiro aumentando o nível dos reservatórios ao final de cada mês, e, por consequência, reduzindo a necessidade de despacho de usinas térmicas para atendimento da demanda, que por sua vez, promove uma redução no Custo Operativo e ESS_{SE} arrecadado, como é possível observar nos gráficos abaixo. Nos anos em análise observou-se uma elevação média entre 1,5% no nível dos reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste, entre 1,8% no nível dos reservatórios do submercado Sul, entre 0,5% no nível dos reservatórios do submercado Nordeste e entre 0,7% no nível dos reservatórios do submercado Norte. Através dos gráficos explicitados abaixo, pode-se observar que entre 2013 e 2016 houve uma redução de 839 milhões no custo operativo (contemplando despacho térmico apenas por ordem de mérito) e 482 milhões no ESS_{SE} do caso inelástico para o elástico.

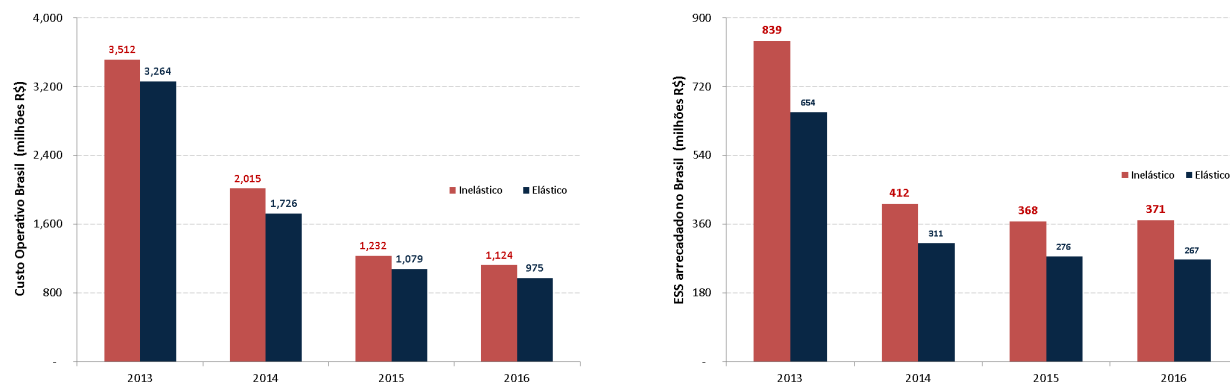


FIGURA 5 – a) Custo operativo do Brasil (despacho térmico apenas por ordem de mérito) e b) ESS arrecadado no Brasil

3.4 Cálculo da probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias

Com a redução dos PLDs mensais, são esperadas também alterações no perfil de acionamento das Bandeiras ao longo dos meses. Para exemplificar essas alterações, tomou-se como exemplo o submercado Sudeste/Centro-Oeste, conforme mostra a Tabela 6 explicitada abaixo.

Tabela 6 – Probabilidade de acionamento das Bandeiras Tarifárias no submercado SE/CO

Caso Inelástico	2013	2014	2015	2016
Bandeira Amarela	0,25	0,15	0,18	0,14
Bandeira Vermelha	0,38	0,18	0,084	0,10

Caso Elástico	2013	2014	2015	2016
Bandeira Amarela	0,26	0,15	0,19	0,13
Bandeira Vermelha	0,36	0,16	0,0072	0,090

Com base na Tabela 6, é possível observar que a probabilidade de acionamento da bandeira vermelha é sempre menor no caso elástico do que no caso inelástico. Como houve uma diminuição no número de PLDs elevados (acima de 200 R\$/MWh), houve um aumento de PLDs intermediários (entre 100 e 200 R\$/MWh), resultando em um aumento da probabilidade de acionamento da bandeira amarela nos anos 2013 e 2015.

4.0 - CONCLUSÃO

Os resultados da simulação eletro-energética mostraram que a resposta da demanda tem de fato impactos positivos sobre a operação do sistema, como: permitir a redução de geração térmica (bem como de seus custos associados), melhorar o nível de armazenamento dos reservatórios, além de favorecer a redução no custo operativo total do sistema e consequentemente no pagamento por ESS_{SE}. Foi visto ainda, que essa otimização da operação do sistema acaba por se refletir nos PLD dos meses seguintes, o que por sua vez acaba impactando na própria dinâmica de acionamento das Bandeiras ao longo do tempo.

Também foi possível observar que a resposta da demanda é mais forte não apenas em função da elasticidade adotada, mas também da tarifa sobre a qual irão incidir os adicionais tarifários. Juntando isso com o fato de que será adotado um mesmo incremento para a Bandeira Amarela e para a Bandeira Vermelha para todas as

distribuidoras, tem-se uma situação onde a resposta da demanda poderá ser mais forte em uma empresa que tem menos contratos por disponibilidade do que outra.

Logo, caso não seja feita uma campanha de conscientização eficiente nos consumidores, a implementação do mecanismo pode ser ineficaz, razão pela qual é extremamente importante a clareza e a transparência na divulgação dos benefícios que venham a ser obtidos. Portanto, é preciso que mais estudos sejam feitos de maneira a não causar danos às empresas de distribuição, que passarão a contar com uma fonte de incerteza a mais sobre o comportamento da demanda, o que impacta diretamente no planejamento da compra de energia nos leilões realizados pelo governo.

Por fim, com base neste trabalho, é possível vislumbrar algumas possibilidades as quais são documentadas como sugestões para trabalhos futuros, tais como: aprofundar o estudo realizado, estendendo a avaliação dos impactos para os agentes envolvidos (distribuidoras e consumidores) e verificar se as conjecturas feitas sobre os danos às empresas de distribuição procedem ou não.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, Nota Técnica nº 363/2010 – Superintendência de Regulação Econômica (SRE), Brasília, 06 de dezembro de 2010.
- [2] ANEEL, Resolução Homologatória nº 1.385/2012 – Nota Técnica nº 410, de 4 de Dezembro de 2012, Brasília, 2012.
- [3] ABRADÉE, Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas, março de 2013.
- [4] SCHIMDT, C. A. J., LIMA, M.A., Estimções e previsões da demanda por energia elétrica no Brasil, Ministério da Fazenda – Secretaria de Acompanhamento Econômico – Coordenação-Geral de Defesa da Concorrência. Rio de Janeiro, 2002.
- [5] COSTA JUNIOR, L.C., THOMÉ F., BEZERRA, B., BRITTO, M., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V., Nível Meta: Avaliação Da Metodologia E Dos Impactos Econômicos Para o Consumidor, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [6] BEZERRA, B., ÁVILA, P., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V., Equilíbrio entre encargos setoriais e a segurança de suprimento: energia de reserva ou POCP?, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ricardo Cunha Perez é mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.

Gabriel Henrique Clemente e Silva é mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ e atua em estudos tarifários na PSR.

Paula Valenzuela é mestranda em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ e trabalha na PSR na área de estudos regulatórios, projeções de tarifas e avaliação econômico-financeira de ativos de geração, transmissão e distribuição.

Priscila Lino é diretora técnica na PSR e vem coordenando estudos técnicos de avaliação econômico-financeira de ativos de geração, distribuição e transmissão, estudos regulatórios, bioeletricidade e projeção de tarifas.

Delberis Araujo Lima é professor de Engenharia elétrica na PUC-RJ e trabalha na área de planejamento de sistemas de energia elétrica e mercado de energia elétrica.

Vitor Hugo Ferreira é professor da Universidade Federal Fluminense e atua em diversas áreas, tais como planejamento da operação de sistemas de potência, mercados de energia, previsão de carga e inteligência computacional.