
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2018 – Ano 18 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados cinco artigos:

Bioeconomia em construção XV – Green Rio, a bioeconomia e os pequenos negócios, por José Vitor Bomtempo

Margens de distribuição do gás natural no Brasil: uma análise comparativa do caso brasileiro, por Yanna Clara, Edmar de Almeida e Gustavo Soares

Estado Nacional de Segurança: O papel do ARPA-E nas inovações do setor de energia norte-americano, por Marcelo Colomer

A carência de uma política estratégica para o setor energético brasileiro, por Renato Queiroz

Infopreço: transparência de preços de combustíveis e impactos no bem estar social, por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

Conselho Editorial: Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

Edmar de Almeida

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendes-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

Gustavo Soares

Mestre em Economia pela UFRJ.

José Vitor Bomtempo

Doutor pela Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1994. Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ e Professor e pesquisador da Pós-graduação da Escola de Química/UFRJ. Áreas de atuação: economia e administração, organização industrial e estudos industriais.

Luciano Losekann

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

Marcelo Colomer

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

Niágara Rodrigues

Doutora em Economia pela Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense.

Renato Queiroz

Mestre em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ

Yanna Clara Prade

Doutoranda do Instituto de Economia da UFRJ.

Bioeconomia em construção XV – Green Rio, a bioeconomia e os pequenos negócios

Por José Vitor Bomtempo

O Green Rio, um evento anual que teve sua primeira edição em 2012, por ocasião da Rio+20, já se tornou tradicional no Rio de Janeiro. Nos últimos anos, o evento ganhou uma nova perspectiva, a de encontro de referência da bioeconomia no Rio de Janeiro. Isso pode ser visto pela programação do [Green Rio 2018](#), realizado nos dias 24, 25 e 26 de maio, na Marina da Glória, Rio de Janeiro. O evento está ocupando duas lacunas importantes na construção da bioeconomia no Brasil.

A primeira lacuna é a quase ausência do Rio de Janeiro no debate e nos eventos relacionados à bioeconomia. Concentrando universidades e centros de pesquisas importantes, o Rio poderia ter uma presença muito mais importante no desenvolvimento da bioeconomia, tanto do ponto de vista nacional quanto regional.

O Rio de Janeiro pode vir a ser um centro de encontros e debates sobre a construção da bioeconomia. Na edição recente do Green Rio, a exemplo do que já tinha ocorrido em 2017, foi realizado um fórum Brasil – Alemanha em que atores chave das inovações em bioeconomia dos dois países tiveram a oportunidade de apresentar e comparar suas visões, abrindo um espaço de discussão para projetos de cooperação. O [German Brazilian Bioeconomy Workshop](#) explorou, numa programação paralela e com a presença de experts convidados do Brasil e da Alemanha, três temas centrais da bioeconomia: *Phenotyping and plant breeding*, *Industrial use of renewable resources*, *Biological pest control*. Os resultados dessas discussões bilaterais serão explorados como base para projetos de cooperação entre os dois países em projetos de pesquisa e inovação.

A segunda lacuna refere-se à bioeconomia como vetor de desenvolvimento regional e de oportunidades para os pequenos negócios. Afinal, a saída da crise atual do Rio de Janeiro nos leva a buscar novas oportunidades de desenvolvimento compatíveis com as transformações tecnológicas e sociais que vivemos neste século. A bioeconomia poderia fazer parte desse processo e ser uma fonte de dinamismo econômico, social e ambiental.

A perspectiva da bioeconomia como oportunidade para recuperação do Rio de Janeiro foi explorada numa tese de doutorado defendida recentemente no PPE, Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. A tese *Planning The Transition Of Brazilian Sugarcane Mills To Advanced Biorefineries Using A Methodological Proposal Based On The Industrial Symbiosis Approach*, elaborada por Victoria Emilia Neves Santos, explorou como estudo de caso o potencial das biorrefinarias no norte fluminense, região tradicional da cana de açúcar, hoje praticamente estagnada. A tese mostra como as biorrefinarias,

elemento central da bioeconomia, podem ser estruturadas, a partir do conceito de simbiose industrial, como uma fonte de dinamismo econômico, social e ambiental. Uma síntese da tese pode ser vista no artigo [*Biorefining and industrial symbiosis: A proposal for regional development in Brazil*](#).

A bioeconomia como vetor de desenvolvimento regional está fortemente ligada a um tema muito caro ao Green Rio que são as oportunidades para os pequenos negócios. A valorização das oportunidades da bioeconomia para as micro e pequenas empresas é uma perspectiva que o SEBRAE tem procurado valorizar nos últimos anos e que é central no Green Rio. Muitos painéis e iniciativas como o concurso de startups tiveram esse foco no Green Rio 2018.

Se tomarmos como ponto de partida que a bioeconomia envolve a produção e utilização inovadora e sustentável dos recursos biológicos renováveis (biomassas), sem esquecer, como nos adverte a economia circular, da utilização inovadora dos resíduos gerados nos processos, o leque de oportunidades à disposição dos empreendedores é quase inesgotável. Há certamente desafios na estruturação desses negócios. Essa relação entre desafios e oportunidades para os pequenos negócios foi o tema do painel que o nosso GEBio, Grupo de Estudos em Bioeconomia da Escola de Química/UFRJ, apresentou no Green Rio.

Esse painel representou a primeira iniciativa do GEBio para discutir a bioeconomia na perspectiva dos pequenos negócios. Os pontos de partida foram a própria definição de bioeconomia e a identificação das dimensões básicas da estruturação dos negócios inovadores na exploração dos recursos biológicos renováveis: matérias-primas, tecnologia, produtos e modelos de negócios. Essa base conceitual serviu de referência para a discussão de alguns exemplos de oportunidades (e seus desafios) em biogás, cadeia dos plásticos/economia circular, e cosméticos. Por fim, Victor Ferreira, gerente do SEBRAE Nacional, apresentou a linha de atuação do SEBRAE em bioeconomia.

No termo de referência definido pelo SEBRAE para sua atuação em bioeconomia são identificadas oportunidades na extração e produção de matérias-primas e em diversos segmentos industriais: alimentos e bebidas, higiene e cosméticos, bioenergia, indústria têxtil e modas, bioplásticos e embalagens. O SEBRAE Nacional já apoiou 21 projetos em 14 estados, envolvendo 2.608 empresas e recursos de cerca de R\$ 12 milhões. Nesses projetos predomina o segmento de alimentos orgânicos. A iniciativa SEBRAE em bioeconomia é recente e apenas uma pequena parte do potencial existente foi explorada. Muitas oportunidades estão à espera das iniciativas dos empreendedores.

Cabe a nós, envolvidos com os estudos em bioeconomia, procurarmos entender esse processo e contribuirmos para caracterizar as oportunidades e os desafios das inovações na utilização dos recursos biológicos renováveis. A participação no Green Rio 2018 trouxe para o GEBio a oportunidade de se aproximar de um novo terreno de estudo e reflexão – os pequenos negócios na bioeconomia. Só temos que saudar o Green Rio como evento de referência em bioeconomia e aguardar o Green Rio 2019!

Margens de distribuição do gás natural no Brasil: uma análise comparativa do caso brasileiro

Por Yanna Clara, Edmar de Almeida e Gustavo Soares

Até a década de 1990, quando os preços dos insumos energéticos comerciais (óleo combustível, gás natural e GLP) eram controlados, a oferta de energia representava um fator de competitividade para a indústria brasileira. Todavia, após a liberalização dos preços nos anos posteriores observou-se uma escalada nos preços dos insumos energéticos uma vez que a desregulamentação não foi acompanhada de uma política de aumento na competição no setor de petróleo e gás natural no Brasil, que se estrutura atualmente como quase monopólio da Petrobras.

Por questões específicas da cadeia do gás natural, apenas o preço de produção deste foi liberalizado, segmento da cadeia onde há possibilidade de competição. Tanto o transporte quanto a distribuição do gás natural permanecem regulados uma vez que são segmentos com características de monopólio natural. A Petrobras é o maior produtor e praticamente único transportador do gás natural no Brasil e, na prática, a empresa determina os preços do insumo, apesar do transporte ser regulado pela ANP. A distribuição é monopólio concedido pelos governos estaduais que geralmente possuem um órgão regulador do contrato de concessão do serviço de distribuição do gás natural, sendo realizado por uma agência regulatória independente e multi-setorial (assumindo a regulação de vários serviços de infraestrutura) ou por Secretaria ligada ao governo.

O gás natural possui uso diversificado pela indústria, podendo ser utilizado como matéria-prima, combustível e cogeração. Ainda, por possuir uma queima mais limpa que os demais combustíveis fósseis, seu uso é incentivado para redução das emissões de gases de efeito estufa. Visto suas propriedades, observa-se que desde os anos de 1990, o gás natural tem sido o combustível que mais conquistou espaço na matriz energética industrial brasileira, porém, atualmente, sua participação ainda é baixa, 11% da matriz energética industrial (EPE, 2017), e a expansão do seu uso é dificultada pela sua baixa competitividade pois o gás natural industrial no Brasil é um dos mais caros do mundo (Firjan, 2011; IGU, 2017).

Por se tratar de uma tarifa final regulada, a competitividade do gás natural é influenciada pela regulação estadual que define as condições de ajustes e revisões das margens de distribuição. Atualmente, existe grande discrepância entre as regulações estaduais. Isso se deve tanto pela variedade de contratos de concessão, como pela atuação distinta entre as agências, nas quais não há uniformidade nem nas decisões, nem nos processos regulatórios. Em alguns casos não existe uma agência reguladora independente, sendo a regulação tarifária realizada por alguma Secretaria ligada ao governo estadual. Essa assimetria entre as regulações estaduais acaba gerando margens de distribuição muito distintas para os mesmos segmentos, uma vez que os processos de revisão tarifária são absolutamente distintos e, muitas vezes, pouco transparentes.

A margem de distribuição das companhias distribuidoras de gás natural visa remunerar tanto o serviço de distribuição como de comercialização, bem como os investimentos na expansão da rede de gasodutos. A falta de transparência sobre a formação, o reajuste e a revisão das margens de distribuição do gás natural em diversos estados leva a necessidade de pesquisa e comparação com outros benchmarks, a fim de avaliar se os valores que vem sendo praticados condizem com a realidade internacional de distribuição e de comercialização.

Dessa maneira, o objetivo do presente artigo é estimar e analisar a evolução das margens de distribuição no mercado de gás natural de uso industrial e comparar os resultados com exemplos internacionais.

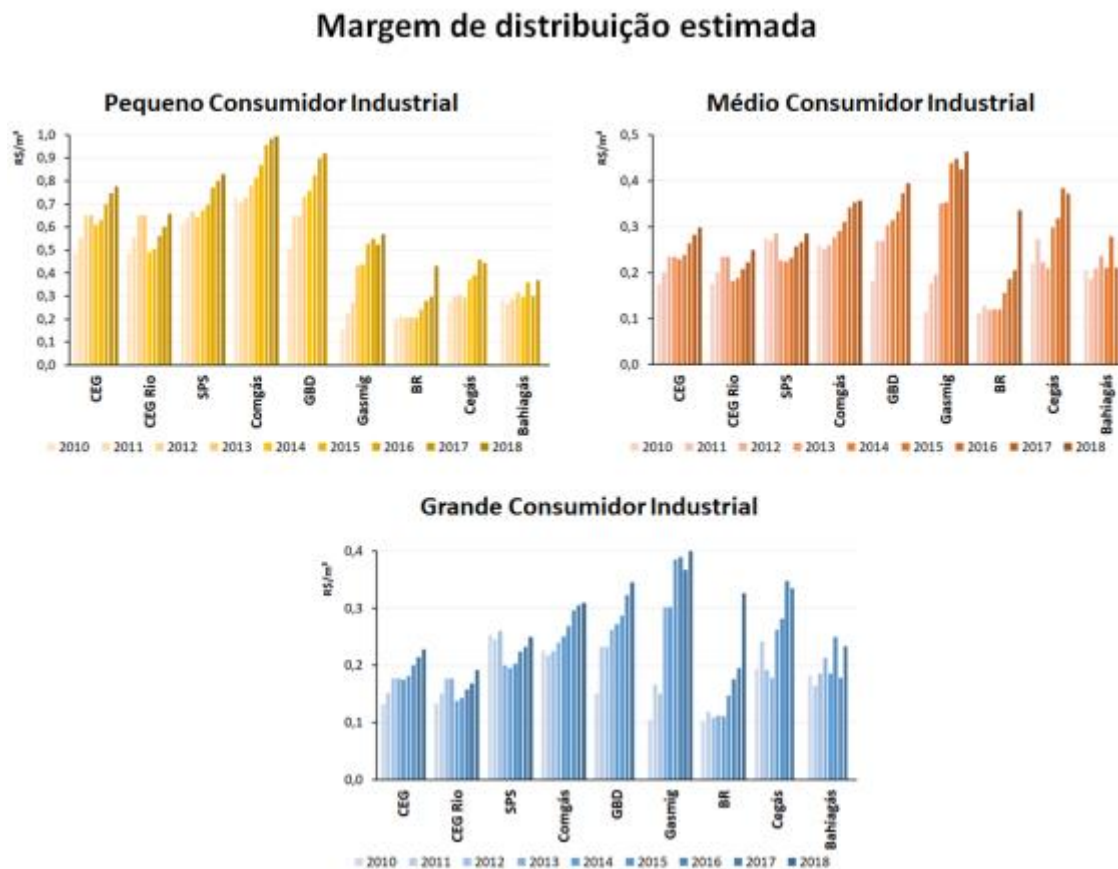
Uma análise sobre as margens de distribuição

Para o presente artigo foram avaliadas as tarifas do gás natural e a sua composição em custo da commodity, margem de distribuição e impostos para 9 distribuidoras, presentes em 7 estados, que fornecem gás canalizado para o setor industrial. As demais distribuidoras atuantes no Brasil não foram analisadas por falta de transparência na divulgação de informações relativas aos quadros tarifários históricos. Os dados de tarifa final do gás foram coletados nos sites das distribuidoras ou nos sites das agências reguladoras responsáveis, já as informações de preço do gás (Commodity + Transporte), quando não informadas nas resoluções, foram utilizados os dados fornecidos pela Petrobras de custo de gás pela Nova Política de Preços.

As margens de distribuição estimadas no presente artigo estão apresentadas na Figura 1 abaixo, em R\$/m³ para três faixas de consumidor industrial. A primeira característica que chama atenção é a discrepância de margens entre as diferentes distribuidoras analisadas, inclusive entre os diferentes tipos de consumidores. Isto se deve, possivelmente, às diferentes estratégias comerciais seguidas pelas distribuidoras, que pode distribuir a margem média máxima (autorizada durante revisão tarifária) entre os consumidores e faixas da maneira que for mais eficiente, o que pode gerar diferentes níveis de margem a cada faixa.

Esta hipótese de diferentes estratégias comerciais se confirma caso se analise, o exemplo da Cegás que possui uma margem menor para o pequeno consumidor em comparação com as demais companhias, mas que está entre as maiores margens para os grandes consumidores.

Figura 1 – Evolução das margens de distribuição para diferentes consumidores nas distribuidoras selecionadas



Fonte: Elaboração própria com dados das agências reguladoras dos estados escolhidos.

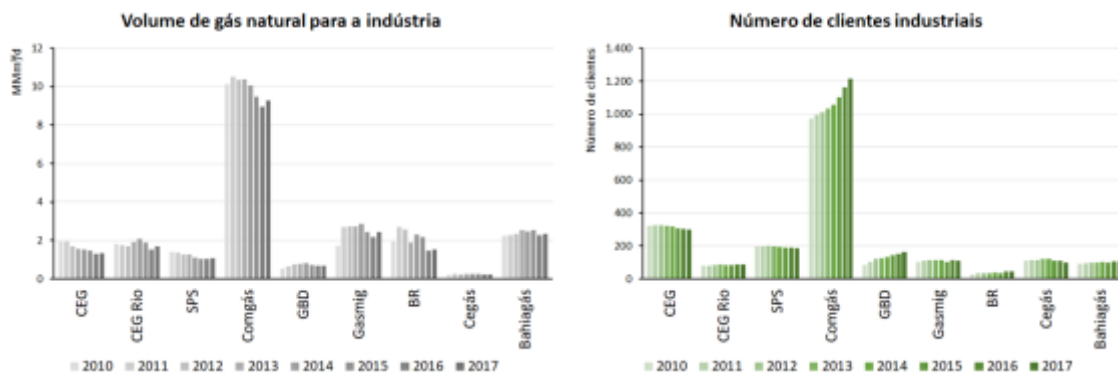
Nota: Consumidor pequeno: 50 mil m³/mês (aprox. 1.700 m³/d); consumidor médio: 2 milhões m³/mês (aprox. 70 mil m³/d); e consumidor grande: 10 milhões m³/mês (aprox. 340 mil m³/d).

Outro resultado visível na Figura 1 é a diferença das margens entre os diferentes consumidores, sendo a margem da pequena indústria quase 3 vezes o valor da grande indústria, em termos de média ponderada pelo volume das distribuidoras. A diferenciação entre faixas é comum e se justifica pela repartição das tarifas entre os consumidores para cobrir diferentes custos associados ao investimento em gasodutos necessário para o atendimento dos consumidores da categoria tarifária. Dessa maneira, a tarifa dos pequenos consumidores é relativamente maior em comparação com o dos maiores. No entanto, o peso que a margem de distribuição tem para os pequenos consumidores se torna expressiva em alguns dos casos. Comparando-se a margem de distribuição com o valor do preço do gás (commodity + transporte), vê-se que o peso da margem para os consumidores das menores faixas é de mais de 50%, alcançando expressivos 62% na Bahiagás, por exemplo; enquanto dos consumidores de maior porte essa porcentagem fica entre 15% e 30%.

Além das discrepâncias com relação aos valores absolutos, também se observa a discrepância quanto ao crescimento das margens: o pequeno consumidor possui uma margem crescente ao longo dos anos e o médio e grande tendo alguns momentos alternados de crescimento e decréscimo (principalmente Cegás e Bahiagás), o que também demonstra uma estratégia da distribuidora de onerar mais os pequenos consumidores. Comparando as distribuidoras, percebe-se que algumas tiveram um crescimento bem mais acentuado, por exemplo, a margem da Gasmig cresceu em média entre 10% a 21% por ano nos diferentes consumidores.

O crescimento por si só não seria um problema ao se considerar que este se faz necessário para a recuperação do investimento em expansão da rede de gasodutos e captura de clientes, como previsto nos contratos de concessão das distribuidoras. Como não é possível segmentar o investimento em rede específico para a indústria, é utilizado como proxy o número de clientes e volume de gás natural vendido ao segmento industrial para as distribuidoras em questão, apresentados na Figura 2.

Figura 2 – Evolução do volume de gás e número de clientes do segmento industrial



Fonte: Elaboração própria com dados da Abegas.

Pela observação da Figura 2, percebe-se que há estagnação ou pouco crescimento tanto no número de clientes capturados, como no volume vendido, com exceção da Comgás, que possui uma estratégia comercial agressiva na captura de clientes. Existem algumas explicações possíveis para essa distinção entre as crescentes margens de distribuição e a quase estagnação dos resultados “físicos”. Uma delas é que ao analisar o número de clientes estagnados, pode ser que em um mesmo ano saiam alguns consumidores da rede, mas entrem outros, deixando a estatística estagnada. Apesar dessa possibilidade, é improvável que este número seja significativo, dada a dificuldade de expansão e captura de novos clientes. Outra possibilidade é que com a redução do volume e, a fim de pagar investimentos já realizados, a distribuidora necessite elevar as margens para conseguir recuperar o investimento. Uma última possibilidade é de que as tarifas foram aumentadas sistematicamente devido ao descuido nas revisões e reajustes realizados pelas agências regulatórias, que permitiram a elevação da tarifa sem a contrapartida de investimento.

Algumas conclusões podem ser tiradas dos dados analisados. Primeiramente, fica claro que as margens de distribuição nas companhias selecionadas crescem de maneira não homogênea entre faixas e distribuidoras, o que seria um resultado natural, dadas as diferentes condições de desenvolvimento dos mercados de gás estaduais. Ao analisar a proporção da margem com relação a tarifa final, percebe-se que os consumidores de pequeno porte pagam até 60% a mais de margem acima do preço do gás, enquanto os consumidores de grande porte pagam no máximo 30%, o que se coloca como uma importante barreira para competitividade e inserção do gás nas pequenas indústrias.

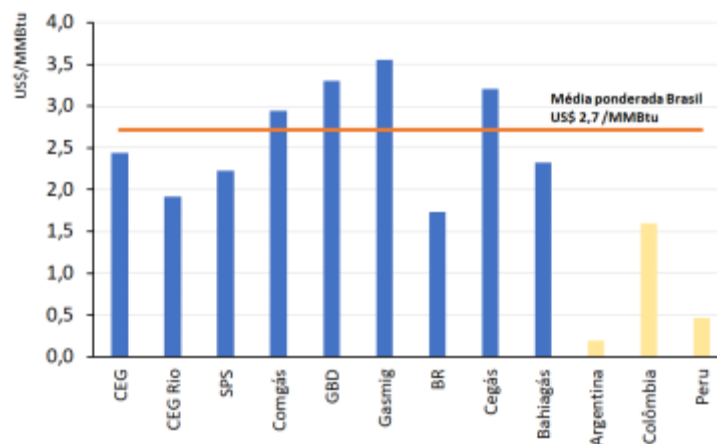
Outro ponto importante a ser discutido é que a falta de transparência e clareza com relação às margens torna difícil a compreensão sobre os preceitos seguidos para a revisão e reajustes tarifários, faltando evidências que justifiquem a elevação sistemática das margens, principalmente relacionado a segmentação da tarifa máxima entre as diferentes faixas de consumo. Esse é um problema regulatório importante que envolve todas as agências dos estados analisados, inclusive as de maior transparência nos processos como a Arsesp, de São Paulo e a Agenera do Rio de Janeiro. O processo é bastante transparente até a definição da margem máxima, porém a divisão da margem entre os consumidores não é clara e pode estar gerando as distorções importantes em que os menores consumidores pagam uma margem muito maior que os maiores consumidores.

Comparação internacional

Além da comparação entre estados e faixas, também é possível comparar com outros países, a fim de compreender se as margens possuem paralelo com casos internacionais. Na Figura 3 encontra-se a comparação internacional com as margens de países selecionados da América do Sul para o ano de 2017. A média ponderada pelo volume de cada margem das distribuidoras resultou em US\$ 2,7 por MMBtu, um valor extremamente alto em comparação com as margens dos demais países observados.

É importante ter em mente que é natural que os valores difiram, dado as diferenças entre estruturas e arcabouço regulatório, assim como diferentes níveis de amadurecimento do mercado e ritmo de expansão de rede. Ainda assim, é de grande relevância notar que as margens são significativamente maiores, indicando uma importante falta de competitividade com os demais países.

Figura 3. Comparação das margens de distribuição do consumidor industrial médio entre as diferentes distribuidoras e os casos internacionais



Fonte: Elaboração própria com dados das distribuidoras.

Diversos trabalhos foram realizados no intuito de comparar as tarifas de gás natural e analisar a competitividade entre países. Firjan (2011) realizou estudo de comparação com alguns países selecionados e concluiu que a tarifa industrial média brasileira é 17% maior do que as tarifas dos 23 países analisados no estudo. Kozulj (2012) estabeleceu uma comparação entre as tarifas finais dos diferentes segmentos consumidores para os países da América do Sul, encontrando que o Brasil possui em média a segunda tarifa, em média ponderada, mais cara dentre os oito países estudados. O autor conclui que os casos extremos (de um lado Brasil e Uruguai com tarifas altíssimas e do oposto a Venezuela com tarifas subsidiadas muito baixas) se colocam como barreiras importantes ao desenvolvimento dos respectivos mercados de gás. O autor também realiza uma análise histórica das tarifas e se torna evidente que as tarifas brasileiras para todos os segmentos industrial e residencial foi a que mais cresceu ao longo do horizonte estudado.

Conclusão: um importante problema de regulação

O presente artigo teve como objetivo a análise das margens de distribuição ao segmento industrial de alguns estados selecionados. A seleção foi realizada devido às dificuldades de obter informações nas demais agências reguladoras, já indicando um problema relacionado ao acesso de dados e transparência. De toda maneira, foram apresentadas as margens de distribuição desde 2010 para 9 distribuidoras do Brasil para três tamanhos distintos de consumidor industrial.

Pela análise dos dados, chegou-se à conclusão de que existe grande discrepância entre distribuidoras e entre os diferentes consumidores. Não foi possível determinar claramente as razões para as diferenças nas tarifas praticadas, devido à falta de transparência regulatória. Ademais, ao comparar com exemplos internacionais de países vizinhos, observa-se que as margens cobradas no Brasil são significativamente maiores. Mesmo levando-se em

consideração que são mercados distintos, com diferentes maturidades e estruturas, este é um importante indicador da falta de competitividade brasileira.

Como conclusão final da pesquisa, constata-se que, que o problema a ser enfrentado é basicamente regulatório. A atuação das Agências e Secretarias Em geral, apenas se publicam as resoluções referentes à nova tarifa, sem mencionar e/ou fazer referências a processos públicos de contribuição. E em muitos casos não existe nenhum documento que esclareça a metodologia utilizada ou que justifique os aumentos de margem recorrentes, conforme detalhado em Prade (2017).

Desta forma, é fundamental aprofundar estudos sobre as razões por detrás das discrepâncias entre as distribuidoras brasileiras nas tarifas de gás praticadas para o setor industrial nacional, bem como sobre as razões que levam as tarifas nacionais ficarem muito acima de outros mercados similares. Estes estudos são fundamentais para aprimorar a regulação e a política setorial, com vistas à promoção do mercado de gás no Brasil.

Referências

EPE (2017). Balanço Energético Nacional – 2017.

FIRJAN (2011). Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil? Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, n. 9, dezembro 2011.

IGU (2017). Wholesale Gas Price Survey – 2017 Edition.

KOZULJ, R. (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL. Disponível em: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/3997-analisis-formacion-precios-tarifas-gas-natural-america-sur>.

PRADE, Y. C. (2017). O Gás para Crescer e as regulações estaduais de distribuição de gás natural. Boletim Infopetro. Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás – Março/Abril de 2017 – Ano 17 – n.1.

Agências regulatórias estaduais e Secretarias consultadas:

- Arsesp (SP): <http://www.arsesp.sp.gov.br/>
- Agenera (RJ): <http://www.agenera.rj.gov.br/>
- ARSP (ES): <https://arsp.es.gov.br/>
- SEDE (MG): <http://www.tecnologia.mg.gov.br/>
- Agerba (BA): <http://www.agerba.ba.gov.br/>
- Arce (CE): <http://www.arce.ce.gov.br/>

Estado Nacional de Segurança: O papel do ARPA-E nas inovações do setor de energia norte-americano

Por Marcelo Colomer

Para Linda Weiss (Weiss, 2014), apesar do rótulo liberal associado à economia estadunidense, o Estado norte-americano criou o mais formidável modelo de desenvolvimento tecnológico, orientado pela demanda do “Estado de Segurança Nacional” por inovações. Para a autora, em vez de relações, relativamente discretas, onde fornecedores de equipamentos de defesa intensivos em tecnologia interagem com demandantes específicos de segurança, a demanda do Estado por inovação nos EUA evoluiu para uma série de estruturas hibridizadas nas quais as linhas entre público e privado, segurança e comércio, militar e civil foram completamente entrecruzadas. Para Weiss, o ativismo do Estado norte-americano na orientação das demandas por inovação não pode ser entendido meramente como uma política industrial, mas como um fenômeno *sui generis* que emergiu de objetivos profundamente estratégicos.

Desde a Segunda Grande Guerra, o Sistema de Segurança Nacional (NSS) norte-americano prevalece nos setores de elevado risco tecnológico. A demanda por inovação criada pelo estado de Segurança Nacional garantiu, e continua garantindo, as fundações para os setores intensivos em tecnologia (Weiss, 2014). No entanto, para a autora, desde a década de 1980, a supremacia militar norte-americana depende cada vez menos das empresas que compõe o “complexo militar” e cada vez mais das firmas intensivas em tecnologia (*high-tech*) que se mostram relutantes em trabalhar, diretamente, em projetos militares. Nesse sentido, a manutenção do estado de Segurança Nacional nos EUA depende da crescente capacidade do Estado em buscar novos aliados privados fora dos tradicionais *pools* de fornecedores militares. Para isso, no entanto, não basta dar as garantias tradicionais de compras estatais. Para as modernas empresas de tecnologia, a difusão comercial de suas inovações mostra-se muito mais atraente do que as estruturas cartelizadas de fornecedores do estado.

Assim, segundo Weiss (Weiss, 2014), a renovação da capacidade norte-americana de inovação deriva não apenas do empreendedorismo dos seus agentes privados, ou do Estado, mas sim do seu complexo sistema nacional de segurança – cluster de agências federais que colaboram intimamente com o setor privado orientado pelos objetivos de segurança nacional.

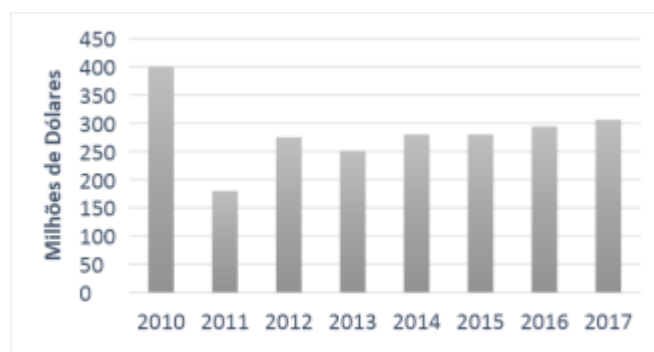
A criação da Agência de Projetos Avançados em Energia (ARPA-E) do Departamento de Energia norte-americano (DoE) reflete, nitidamente, a importância do estado de Segurança Nacional na orientação dos esforços privados de pesquisa e desenvolvimento. A ARPA-E tem como meta orientar o desenvolvimento tecnológico nos setores de energia através do financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento e da criação de mercados para as novas tecnologias a partir da demanda do Estado norte-americano.

Criado a partir da promulgação do “*America COMPETES Act*” nos modelos do DARPA (*Defense Advanced Research Projects Agency*). A ARPA-E vem atender uma recomendação do Congresso norte-americano que, em seu relatório “[*Rising Above the Gathering Storm: Energizing and Employing America for a Brighter Economic Future*](#)”, evidenciou que a vantagem dos EUA no desenvolvimento de novas tecnologias vinha se erodindo nas últimas décadas ameaçando não só a competitividade do setor econômico norte-americano, como também a segurança e soberania nacional.

Com um aporte inicial de 400 milhões de dólares, a ARPA-E vem atuando, desde 2009, no financiamento de projetos de energia de elevada importância estratégica e com elevado potencial de mercado, mas que ainda não apresentam o grau de maturidade suficiente para incentivar o setor privado. A ARPA-E desempenha um papel único na pesquisa e na organização da P&D no setor de energia Norte-Americano.

Até o presente momento, a ARPA-E financiou mais de 660 projetos por intermédio de 29 programas, totalizando um investimento de 1,8 bilhões de dólares. Destes projetos, 71 deram origem a novas empresas, 109 tiveram a colaboração de outras agências governamentais, 136 projetos atraíram mais de 2,6 bilhões de financiamento do setor privado e geraram 1.724 publicações e 245 patentes (ARPA-E, 2018).

Figura 1 – Orçamento Destinado ao ARPA-E desde 2009



Fonte: (ARPA-E, 2018)

A criação da ARPA-E mostra claramente a preocupação do congresso norte-americano em manter a liderança tecnológica dos EUA em um cenário de transição energética. Segundo o Congresso, a ARPA-E irá fornecer a oportunidade para se desenvolver soluções criativas que permitam os EUA a encontrar novas formas de abastecer sua economia e sua sociedade.

“The supply [of fossil-fuel sources] is adequate now and this gives us time to develop alternatives, but the scale of research in physics, chemistry, biology and engineering will need to be stepped up, because it will take sustained effort to solve the problem of long-term global energy security.” (The National Academies Press, 2007) pp. 154

“America can meet its energy needs only if we make a strong and sustained investment in research in physical science, engineering, and applicable areas of life science, and if we translate advancing scientific knowledge into practice. The current mix of energy sources is not sustainable in the long run.” (The National Academies Press, 2007) pp. 156

“Solutions will require coordinated efforts among industrial, academic, and government laboratories. Although industry owns most of the energy infrastructure and is actively developing new technologies in many fields, national economic and security concerns dictate that the government stimulate research to meet national needs” (The National Academies Press, 2007) pp. 156

Entre os principais desafios da ARPA-E têm-se o aumento da economicidade da produção solar e eólica de energia, o desenvolvimento de células de combustíveis mais eficientes, a minimização dos impactos do consumo de combustíveis fósseis, a disposição segura dos rejeitos nucleares, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia a partir da fusão a frio, a criação de novas formas de estocagem de hidrogênio e o aperfeiçoamento da infraestrutura de distribuição de energia norte-americana.

A ARPA-E, assim com o DARPA e outras agências governamentais norte-americanas, mostra claramente que as externalidades positivas do progresso tecnológico são grandes demais para se relegar ao mercado a completa responsabilidade pelos esforços de pesquisa e desenvolvimento. Nos setores energéticos, essas externalidades mostram-se ainda mais relevantes na escolha das trajetórias tecnológicas futuras. As questões ambientais, o papel da energia na segurança e soberania nacional e os spin-offs tecnológicos derivados dos investimentos nos setores de energia reforçam o papel do Estado de Segurança Nacional no processo de transição energética.

Referências:

ARPA-E. (12 de agosto de 2018). Fonte: ARPA-E: <https://arpa-e.energy.gov/?q=arpa-e-site-page/arpa-e-history>

The National Academies Press. (12 de agosto de 2007). *Rising Above the Gathering Storm: Energizing and Employing*. Fonte: <http://nap.edu/11463>

Weiss, L. (2014). *America Inc?* . Cornell University .

A carência de uma política estratégica para o setor energético brasileiro

Por Renato Queiroz

Quando estudamos as políticas energéticas de países desenvolvidos, observa-se que o papel do Estado evolui ao longo das conjunturas. Mas o que chama a atenção é a preocupação com a segurança e o comando do setor energético. Isso porque há um contexto geopolítico mundial e tecnológico com mudanças rápidas e ainda a administração da gula do capital financeiro.

Os *policy makers* nos países desenvolvidos não se fixam em posições tais como: privatizar ou não privatizar. A prioridade é sempre o controle do setor energético visando a segurança, em um sentido amplo, para o País. A segurança energética é um fator prioritário na agenda política dos países e seus formuladores buscam conhecimentos, até nos estrategistas históricos em guerra, para evitar a vulnerabilidade e dependência energética de seus países (QUEIROZ 2010).

“A pior cegueira é a dos que não sabem que estão cegos”. Clarice Lispector

A planificação estratégica visa o equilíbrio de forças. Nesse sentido, os interesses privados não devem ser poderosos o suficiente para ameaçar a supremacia do Estado, como regulador das diversas esferas econômicas.

É importante assinalar que as avaliações sobre o papel do Estado não escapam de pontos comuns entre especialistas em diferentes países, a saber: i) o Estado é o responsável principal para promover a segurança energética à sua população e deve desenvolver instrumentos para permitir ações estratégicas de longo prazo, independentemente de governos; ii) é primordial que as políticas energéticas tenham como norte uma oferta de energia ao menor preço; iii) a participação cada vez maior de fontes renováveis na matriz energética deverá ser uma condição imperiosa; iv) as políticas devem implementar ações que aumentem a eficiência energética no consumo de energia; v) devem ser propiciadas condições para que o país desenvolva novas tecnologias e processos inovativos, voltados à oferta e demanda de energia que permitam o estabelecimento de empresas nacionais pujantes e um dinâmico ambiente de negócios.

Esses pontos não encerram todas as ações de políticas energéticas sob o comando do Estado. Há decisões estratégicas que certamente não são transparentes, pois fazem parte das direções internas e geopolíticas das grandes potências. Um bom exercício é verificar como a China estrutura essa questão e buscar paralelos com o Brasil.

China: A determinação como uma característica essencial na elaboração de políticas energéticas

A China articulou uma estratégia nacional, inserida regional e globalmente, com atuação de fortes empresas estatais, levando o País a um modernismo impressionante. As políticas macroeconômicas, industrial, comercial, de ciência e tecnologia e de defesa devem estar a serviço da “grande estratégia” social e nacional, bem como da luta pela conquista ou “reconquista” de uma posição internacional autônoma e proeminente (PINTO 2017).

O mix energético chinês foi se alterando gradualmente para se adequar a uma realidade de mudanças climáticas, mas sem perder qualquer domínio sobre a melhor oferta energética nas condições existentes. Assim, o consumo de carvão, vilão que enevoou de gases os céus das cidades chinesas, veio caindo nas últimas décadas, mas sem qualquer ação que trouxesse uma insegurança no suprimento de eletricidade. Já o consumo de petróleo teve um declínio, nos últimos anos, enquanto o consumo de gás teve um aumento significativo, tudo dentro de uma política energética bem controlada, sem pressões que alterem os seus interesses como país. O impressionante foi a participação dos setores renováveis (solar e eólico), que da situação marginal em 2000, colocou a China como líder mundial em energias limpas.

No 19º Congresso do Partido Comunista Chinês, em novembro de 2017, o presidente Xi Jinping declarou que o compromisso da China de liderar uma “revolução energética”, apontada no 13º Plano Quinquenal (2015-2020), foi renovada, tendo como meta principal a redução significativa das emissões de CO₂ do país, particularmente as do setor de energia.

O plano estratégico da China vem seguindo seus objetivos com determinação. O país é um importante *player* no mercado global de energia renovável, líder mundial na exportação de painéis solares, por exemplo. A China detém a maior fatia de mercado dos investimentos em energia limpa em nível mundial. Ainda no combate às mudanças climáticas, busca, também, ser um líder mundial na geração de energia nuclear. No país, em 2010, antes de Fukushima, havia 11 reatores em operação, e 24 em construção. Atualmente são 41 reatores operando, com mais 17 em construção.

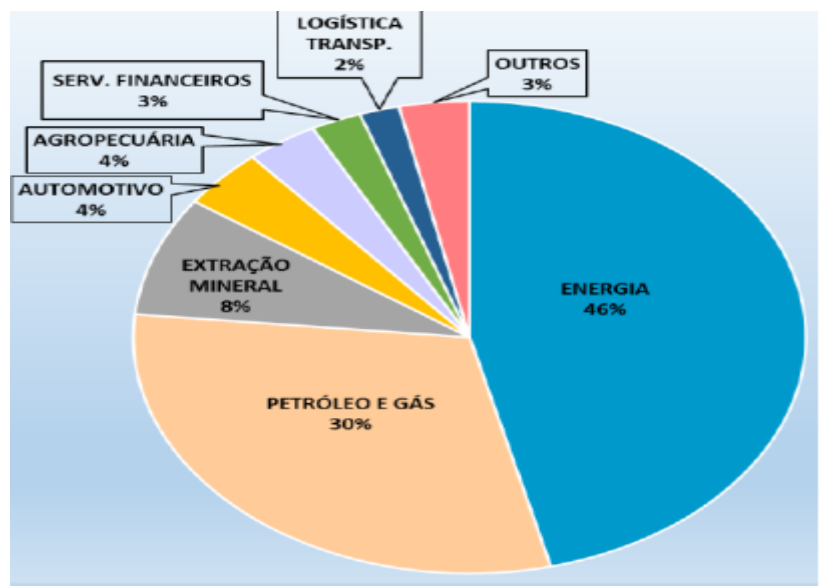
A China tem três empresas estatais que atuam na geração núcleo-elétrica e cada empresa associou-se a um fabricante tradicional de reatores nucleares. A partir da 4ª usina de cada tipo construída, a empresa chinesa passa a incorporar a tecnologia e a associar-se ao seu fornecedor como construtor de reatores (ABEN (2018).

O país montou uma estratégia industrial coordenada com recursos financeiros significativos, para aumentar a capacidade de inovação de suas empresas de energia e seu nível de autonomia em equipamentos voltados à energia. Em suma a China tem uma estratégia bem definida, visando a sua segurança energética e não se observam decisões vacilantes. Neste contexto, fica bem evidente que, sob uma cunha estratégica bem definida, a China vem construindo dentro do ambiente globalizado uma ação agressiva de atuação das suas empresas estatais, para que se tornem cada vez mais globais, ampliando seus investimentos no

exterior. Entre as maiores empresas em faturamento no mundo, segundo a revista Fortune, a State Grid, estatal chinesa de transmissão de energia elétrica, ocupa o segundo lugar, seguida da Sinopec que é uma empresa de energia, fornecedora de produtos químicos e derivados do petróleo, com experiência em exploração *onshore* e *offshore* de óleo cru e gás natural. Ambas as empresas têm atuação no mercado brasileiro.

Verificando a distribuição dos investimentos chineses no Brasil desde 2003 (gráfico 1 abaixo), os setores de petróleo e gás e energia elétrica participam com 76% dos investimentos totais. O período intenso foi de 2010 a 2017 com 7 projetos no setor de petróleo e gás e 20 projetos no setor de energia elétrica (MP 2018).

Gráfico 1-Distribuição de Investimentos Chineses -Brasil- 2013-2018



FONTE: Ministério de Planejamento Desenvolvimento e Gestão

Brasil: Políticas energéticas ao sabor das oscilações dos governos

No caso do Brasil, as decisões de políticas energéticas não são de Estado. São de governos. Assim, as incertezas pairam sempre nas mesas de investidores, dos dirigentes de empresas (sejam estatais ou privadas), dos Institutos de Pesquisa etc. Vale citar a situação da Usina Nuclear de Angra III, que já é um “case” de falta de determinação na definição de políticas. O projeto é fruto do Acordo Nuclear Brasil – Alemanha, assinado em 27 de junho de 1975 e teve a sua construção paralisada nos anos 80. Em 2008 foi decidida a retomada da sua construção e a entrada em operação foi prevista para 2015, o que também não foi concretizado.

A retomada das obras apontou que seriam necessários vultosos investimentos, trazendo um impacto significativo no preço de venda da energia, o que trouxe hesitações na viabilidade da retomada do empreendimento. No presente ano, o governo divulgou que buscava uma solução para a retomada das obras da usina com novos aumentos na tarifa de energia elétrica e a renovação de

financiamentos contratados com o BNDES e a CEF para liberação de novos recursos. Ainda anunciou que estudava a criação de um modelo que permitiria a entrada de um parceiro privado para a usina. Até o momento nada foi concretizado. O histórico nos mostra, assim, que não há um consenso se a conclusão da usina é estratégica para o país.

Em 2017, no entanto, o MME divulgou o Plano Nacional de Energia 2030 onde sob a denominação de estratégia de expansão da oferta de eletricidade apontou a necessidade de um acréscimo até 2030 de 4 GW em plantas nucleares (EPE 2007). Afinal, cabe a questão: há consequências do não cumprimento dessa estratégia que consta de um plano de longo prazo do governo? Seria apenas mais um estudo? O governo vem divulgando um novo plano agora com horizonte de 2050. Segundo declarações de representantes do governo, o PLANO 2050 vai apresentar novas indicações em usinas nucleares[1].

O concreto é que os especialistas não conseguem afirmar se o Brasil terá ou não mais capacidade instalada em plantas nucleares. Aqui não se trata de julgar se o País deve ou não ter mais MW nuclear em sua matriz elétrica. O que se aponta é que essa situação denota uma fragilidade nas decisões de política energética. Outro exemplo, nesse contexto, é a descoberta do Pré-Sal que, após 11 anos, já responde por praticamente metade do total de petróleo e gás natural produzido no Brasil.

Uma das divergências de estratégias para a exploração do pré-sal entre grupos nacionalistas e liberais é sobre uma maior ou menor participação da Petrobras na exploração dessas reservas. Ainda há pontos controversos se é estratégico para o país a existência de uma empresa como a Petrobras com participação acionária estatal. O segmento de exploração de petróleo, no Brasil, tem tido mudanças nos últimos anos e há previsões de alterações de marcos regulatórios. No que tange à fatia das empresas privadas no setor, mais de 30 % do total da produção no pré-sal têm a participação de petroleiras estrangeiras e a tendência é que a participação da Petrobras caia ainda mais nos próximos anos. A EPE prevê que a produção total no Brasil poderá aumentar significativamente até 2026, chegando a 5,2 milhões de bpd, mas o desenho da governança desse segmento para atender essa produção é indefinido.

Outro exemplo importante dessas hesitações é sobre o futuro da Eletrobras. A empresa será ou não privatizada? A relevância estratégica da empresa não é colocada no cerne dos debates, mas é apresentada apenas uma análise contábil e financeira atual, sem debater os erros de política de governo, que levaram a empresa a números negativos em seus balanços contábeis. A Eletrobras tem usinas hidrelétricas, com reservatórios, consideradas como “joias da coroa” e que podem, com ajustes nos erros regulatórios no passado recente, levar a mudanças nos índices financeiros tão criticados. A Eletrobras, se receber um ajuste no perverso sistema de cotas, com tarifas realistas, poderá criar um Fundo, por exemplo, para financiar o desenvolvimento de pesquisas e a implantação de usinas-pilotos de novas fontes renováveis, até o mercado se interessar. As usinas com reservatórios poderão ter novas funções de *back-up* para fontes intermitentes, dificultando que essa função seja feita através de usinas de fontes fósseis. Enfim, haveria uma Eletrobras com funções estratégicas. A Medida Provisória 579/2012 para reduzir o custo final da energia

levou à destruição do autofinanciamento do Grupo Eletrobras, além da desvalorização da empresa. Esse é um forte exemplo de que não há uma visão estratégica dos governantes atuais e de seus formuladores de políticas para o setor de energia, como vimos em períodos passados.

As divergências ideológicas dos políticos brasileiros impedem o estabelecimento de linhas estratégicas de longo prazo para o país. Isso vem levando a um vai e vem de rumos que não permite uma trajetória determinada, trazendo soluções independentes para o Brasil.

O general, estrategista de guerra e filósofo Sun Tzu (544-496 a.C.), a quem é atribuída a obra “A Arte da Guerra”, é sempre uma referência para planejadores e estrategistas. Mas, infelizmente, nasceu na China.

Notas:

1. Luiz Barroso ex presidente da EPE afirmou durante palestra na Associação Comercial do Rio de Janeiro (ACRJ) em fevereiro de 2018 que no PNE 2050 incluirá plantas nucleares.(Fonte: <https://www.valor.com.br/brasil/5350731/epe-plano-de-energia-2050-sera-concluido-no-2-semester>)

Referências:

1. ABEN (2018). A geração núcleo-elétrica antes e após Fukushima. 04/08/2018. Disponível: <http://www.defesanet.com.br/nuclear/noticia/30087>
2. EPE (2007)- PNE 2030. Disponível: <http://www.epe.gov.br>
3. PINTO, Eduardo C. (2017). Changes in China: transition and development strategies Rev. Econ. Polit. vol.37 no.2 São Paulo Apr./June 2017
4. QUEIROZ (2010). Segurança Energética. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 10, n. 1.
5. IEA- International Energy Agency. World Energy Outlook (WEO)2017:Disponível: <http://www.iea.org/>
6. MP (2018) – Boletim Bimestral sobre Investimentos Chineses no Brasil- No 3/seção 4 jan/fev2018-Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

Infopreço: transparência de preços de combustíveis e impactos no bem estar social

Por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann

No dia 20 de agosto, a ANP colocou em consulta pública (nº 20/2018) a proposta de resolução que busca conferir transparência na formação dos preços dos combustíveis, biocombustíveis e gás natural. Anteriormente, em julho de 2018, a ANP havia lançado o Infopreço, sistema para divulgação voluntária de preços dos combustíveis – gasolina, etanol, diesel S-10, diesel S-500 e gás natural veicular (GNV), por postos revendedores. Os dados declarados podem ser consultados no site da agência, porém a abrangência ainda é reduzida, visto que o envio de preços praticados não é compulsório.

Uma das propostas da minuta da resolução da consulta pública é a obrigatoriedade de envio dos dados de preços por meio do sistema Infopreço, a partir de novembro de 2018. A ANP também está trabalhando no desenvolvimento de aplicativo para disponibilização à sociedade dos preços praticados pelos postos revendedores de forma georreferenciada.

Junto com a consulta pública foi divulgada a Nota Técnica nº 068/2018 que trata da proposição de regulamentação para ampliar a transparência na formação dos preços de derivados de petróleo e gás natural. Nesse documento, a ANP apresenta uma discussão dos possíveis impactos da divulgação de preços pela agência reguladora sobre a competitividade dos postos revendedores de combustíveis, baseado na Nota Técnica nº 16/2018 do Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE).

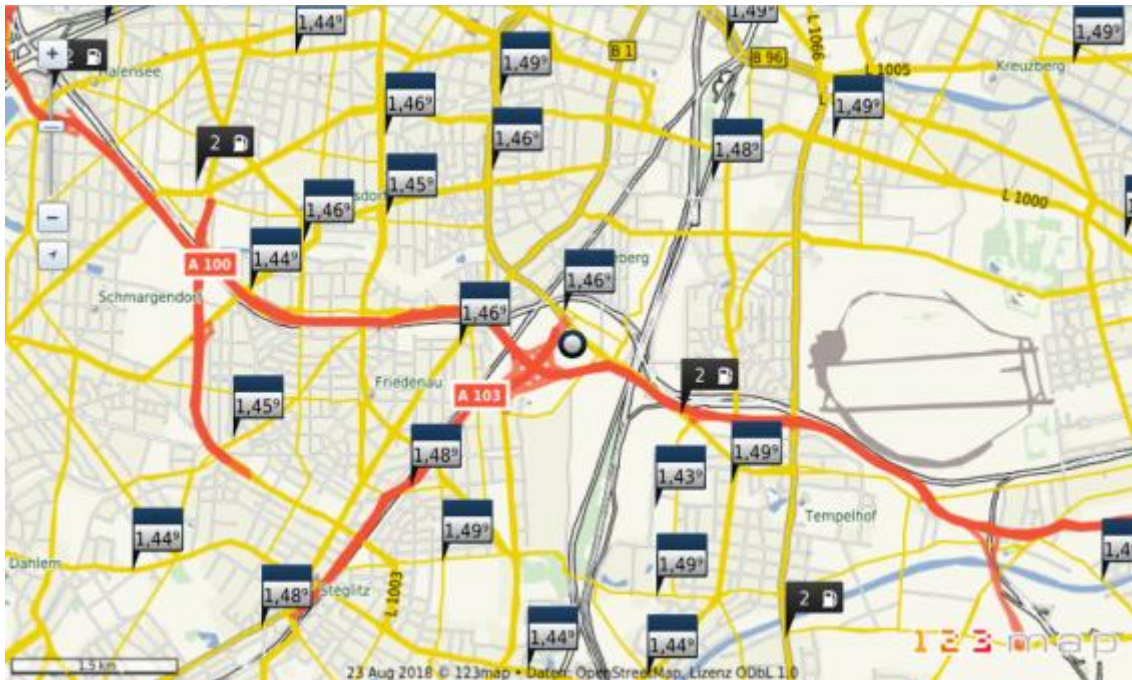
Vários países, incluindo Austrália, Chile, Alemanha e Coreia do Sul, obrigaram os postos de gasolina a informarem alterações dos preços praticados em tempo real e passaram a disponibilizá-los aos consumidores de combustíveis em plataformas on-line. Essas medidas visaram reduzir os custos de busca do consumidor, promovendo transparência do mercado e facilitando a supervisão regulatória.

A experiência mais documentada é a da Alemanha. No país, desde de agosto de 2013, por uma determinação do órgão de defesa da concorrência (Bundeskartellamt), os postos de gasolina da Alemanha são obrigados a comunicar as mudanças de preço dos principais combustíveis – Gasolina Super E5 e Super E10 e Diesel, em tempo real à Unidade de Transparência de Preços de Combustíveis (UTM). Essa informação não é disponibilizada aos consumidores diretamente pela Unidade, mas por uma série de sites e aplicativos para celulares. 52 serviços distintos de divulgação privados de preços estão listados no site da UTM.

Nos sites, as informações de preço são disponibilizadas em tempo real em mapas (Figura 1) e listas ordenadas (Figura 2). Caso consumidores percebam

diferenças entre preços praticados e divulgados, são estimulados a notificar a UTM, o que implica em penalidades para os postos. Dessa forma, o custo de busca do consumidor pelo menor preço para abastecer diminui sensivelmente. A criação da ferramenta teve como objetivo incrementar a competição e reduzir poder de mercado no varejo.

Figura 1 – Mapa de Preços da Gasolina E10 em postos de Berlim – Euros/litro. Site Clever Tanken



Nota: Endereço de referência: 10829 Berlin/Schöneberg.

Fonte: Clever Tanken – <https://www.clever-tanken.de> acessado em 26/08/2018.

Figura 2 – Listagem de Preços da Gasolina E10 em postos de Berlim – Euros/litro. Site Clever Tanken

1.43 ⁹ <small>gasolina Gasoline 10.01 Litro</small>		SB Fraunhoferstr. 33-36 10587 Berlin	4.9 km >
1.43 ⁹ <small>gasolina Gasoline 12.87 Litro</small>		star Kaiser-Friedrich-Str. 102 10585 Berlin	6.0 km >
<small>abw. Mi um 6:00</small>		star Otto-Suhr-Allee 132 10585 Berlin	6.0 km >
<small>abw. Mi um 6:30</small>		SB-Markttankstelle Bessemerstr. 57 12103 Berlin	1.7 km >
1.44 ⁹ <small>gasolina Gasoline 10.28 Litro</small>		Sprint Reuter Str. 18-19 12043 Berlin	5.1 km >
1.44 ⁹ <small>gasolina Gasoline 10.27 Litro</small>		JET Kreuzbergstr. 42 a 10965 Berlin	1.9 km >
1.44 ⁹ <small>gasolina Gasoline 10.57 Litro</small>		Sprint Mecklenburgische Str. 76 10713 Berlin	2.9 km >
1.44 ⁹ <small>gasolina Gasoline 10.35 Litro</small>		Sprint Lietzenburger Str. 97 10719 Berlin	3.6 km >
<small>abw. Mi um 7:00</small>		star Königin-Luise-Str. 22 a 14195 Berlin	4.5 km >
<small>abw. Mi um 6:00</small>		Sprint Körnerstr. 48 a 12157 Berlin	1.9 km >

Nota: Endereço de referência: 10829 Berlin/Schöneberg.

Fonte: Clever Tanken – <https://www.clever-tanken.de> acessado em 26/08/2018

No entanto, não há unanimidade na literatura econômica sobre a natureza dos impactos dos mecanismos de divulgação instantânea de preços sobre o mercado de combustíveis. A transparência de preços tem dois tipos de efeitos. A difusão de informações sobre preços não apenas reduz os custos de busca de consumidores, mas também facilita o monitoramento do mercado por produtores. O primeiro efeito favorece a intensificação da concorrência, incrementando os ganhos de cortes de preços. Mas o segundo pode levar à coordenação entre ofertantes, aumentando seu poder de mercado.

Os estudos empíricos apresentados na nota técnica da ANP/CADE – Dewenter et al (2016) sobre o caso Alemão; Bryrne e de Roos (2016) sobre a Austrália Ocidental; e Luco (2017) sobre o Chile – fornecem evidências favoráveis à tese de que a divulgação de informações facilita a coordenação e diminui a concorrência. A disponibilidade de informações de precificação de rivais

possibilita o monitoramento de cartéis e a formação de conluios tácitos. Uma maneira pela qual isso pode acontecer é através da figura dos líderes de preços, que podem usar o sistema de divulgação de preço para fornecerem sinais de preços para outros postos de abastecimento em seus mercados (Lewis, 2012; Byrne e de Roos, 2017).

Todavia, existem outros trabalhos empíricos, que não constam na nota técnica da ANP/CADE e que evidenciam o efeito oposto. Assim, a transparência de preços decorrente a implementação das plataformas de divulgação on-line de preços intensificaria a concorrência e reduziria as margens dos postos.

Luco (2017) e Lemus e Luco (2018) estudaram a evolução das estratégias de precificação durante os cinco anos seguintes à adoção da política de divulgação obrigatória de preços no setor de varejo de gasolina no Chile.

Em março de 2012, o governo chileno implementou uma política de divulgação de preços de combustíveis. Todos os postos de gasolina passaram a informar seus preços em um prazo de até 15 minutos após a alteração dos preços na bomba. As informações são divulgadas em um site público: <http://www.bencinaenlinea.cl>. O site também fornece um mapa com a localização de cada posto de gasolina e suas características. A política foi implementada sequencialmente em todo o país até julho de 2012.

Nos dois anos após a política de divulgação de preços, os mercados de varejo de gasolina oligopolizados se tornaram cada vez mais organizados. Isso se refletiu em respostas mais rápidas a mudanças nos preços do atacado, convergência mais rápida a um equilíbrio e maior probabilidade de uma sequência ordenada de ajustes de preços, o que facilita a identificação de líderes de preços. Além disso, as margens eram mais altas e a dispersão de preços era menor nos mercados com líderes em relação aos mercados sem eles (Luco, 2017; Lemus e Luco, 2018). No entanto, essa relação entre liderança e margens desmoronou após a implementação de duas reformas adicionais que diminuíram os ganhos de coordenação: redução da incerteza nos preços no atacado e as penalidades crescentes para o conluio.

A primeira reforma (MEPCO) foi implementada em agosto de 2014 e introduziu um mecanismo de estabilização de preços para limitar a variação semanal nos preços da gasolina no atacado. Os impostos sobre a gasolina passam a ser ajustados toda semana para suavizar o efeito da variação do preço na refinaria ao consumidor final. A segunda reforma (CL), aprovada em julho de 2016, alterou a Lei de Concorrência chilena e implementou punições mais duras ao comportamento colusivo, com o restabelecimento da pena de prisão por cartéis (3 a 10 anos de prisão) e aumento significativo das multas para compensar os consumidores afetados pelo conluio. Os autores apontam que essas medidas foram efetivas para tornar a transparência de preços de combustíveis benéfica ao consumidor final.

Fronden et al. (2018) analisaram o efeito da transparência de preços no processo de transferência de preços na cadeia de fornecimento de combustíveis na Alemanha. Como já foi destacado em Rodrigues & Losekann (2017), o padrão de transmissão de preços no mercado de combustíveis usualmente segue a

tendência evidenciada na literatura de “foguetes” e “pena”. Quando os preços dos combustíveis aumentam nas refinarias, rapidamente esses são repassados às bombas, enquanto que as reduções de preços no refino são lentamente repassadas às bombas. O preço sobe como um foguete e cai como uma pena.

Segundo os autores, a razão dos preços caírem de forma mais lenta é o menor incentivo à busca quando preços diminuem. O consumidor, ao constatar que o preço caiu em determinado posto, tende a assumir que o mesmo não ocorreu nos demais postos e opta por abastecer seu veículo. Assim, em um momento de redução de custos, o posto não teria incentivo a repassar a redução de forma integral, criando uma assimetria de repasse já que o mesmo não ocorre em um momento de aumento de custos.

A transparência de preços decorrente da adoção do portal reduz o custo de busca, estimulando a procura, mesmo em situações de queda de preço. Os autores utilizaram dados anteriores e posteriores à introdução do portal na Alemanha e observaram uma inversão do comportamento do consumidor. O repasse de queda de preços se tornou mais rápido e o fenômeno de foguete e pena deixou de ser válido na Alemanha. Os autores quantificam o impacto monetário de consumidores usuais (consomem 6 litros de gasolina por dia). Antes do portal, o fenômeno de foguete implicava em custos de 1,63 centavos de Euro e o de pena, em custos de 4,21 centavos durante todo ciclo resultante da variação em um centavo do preço do litro da gasolina na refinaria. Após o portal, esse efeito no consumidor médio seria de economia de 8,77 centavos (aumento do preço na refinaria) e custo de 1,79 centavos (diminuição de preço). Ou seja, a transparência de preços implicaria em menores gastos com o abastecimento de combustível.

Lee (2015) avalia empiricamente os efeitos de aplicativos móveis informativos (apps) sobre competição espacial de preços e dispersão de preços no mercado de gasolina de varejo sul coreano. Em 15 de abril de 2008 [1], o governo coreano introduziu a “Oil Price Information Network” (chamado “Opinet”), e em 23 de maio de 2010, a Korea National Oil Corporation disponibilizou gratuitamente o app Opinet, visando estabilizar os preços da gasolina e intensificar a concorrência entre os postos de gasolina.

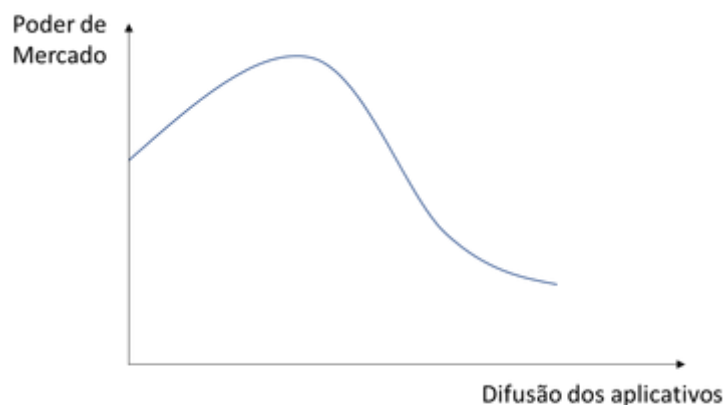
Lee (2015) constatou que o aumento da transparência tornou inicialmente o mercado menos competitivo, porque os produtores dispunham de mais informações do que os consumidores. Porém, à medida que a proporção de consumidores informados ultrapassa um determinado limiar, o mercado torna-se mais competitivo porque os consumidores informados enfraquecem as punições de mercado. Há, portanto, uma relação de U invertido entre a proporção de consumidores informados e a dispersão de preços, o que é consistente com a visão de Stahl (1989) [1]. Portanto, a taxa de penetração de aplicativos móveis informativos intensifica a concorrência de preços entre postos de gasolina e reduz a dispersão de preço da gasolina.

Se os produtores tiverem mais informações que os consumidores ou se o índice de consumidores informados for muito baixo, a concorrência de mercado se tornará fraca frente ao comportamento colusivo de preços, mas se a taxa de consumidores informados aumentar, a concorrência de mercado se

intensificará. Corrobora com essa tese, Hong (2013), que mostrou que a introdução de smartphones reduziu drasticamente a dispersão de preços e a margem média de preço-custo no mercado coreano de varejo de gasolina, porque os smartphones proporcionam aos consumidores acesso direto à Opinet.

Consideramos salutar a iniciativa da ANP de implementar mecanismos de transparência de preços finais de combustíveis. Ainda que a literatura indique efeitos positivos e negativos da transparência, acreditamos que o efeito preponderante seja de intensificação da concorrência. Podemos tirar algumas lições da experiência internacional. Primeiro, é essencial que a difusão das plataformas seja maciça, conforme ilustra a Figura 3. No período inicial de difusão, o efeito de coordenação de oferta é superior, pois os postos dispõem de mais informação que consumidores. Quando a difusão alcança parcela significativa dos consumidores, o efeito da redução do custo de busca se torna preponderante, reduzindo o poder de mercado dos postos.

Figura 3. Relação entre poder de mercado e difusão de aplicativos de preço de combustíveis



Fonte: elaboração própria baseada em Lee(2015)

O modelo alemão, em que sites privados oferecem o serviço, parece interessante para multiplicar o alcance das ferramentas. A confiabilidade é um requisito essencial para o bom funcionamento dos sites e aplicativos. Nesse sentido, a possibilidade de notificação por consumidores facilita o acompanhamento. A alta penetração de celulares smartphone no Brasil tende a contribuir para o êxito da política.

A experiência chilena indica que preços mais estáveis no atacado, alcançado com impostos que amortecem as variações de curto prazo do preço do petróleo, e punições mais severas para os cartéis contribuem para que a transparência de preços resulte em maior bem estar para a sociedade.

Bibliografia:

ANP (2018). Nota Técnica SDR/ANP nº 068/2018. Proposição de regulamentação com o objetivo de ampliar a transparência na formação dos preços de derivados de petróleo e biocombustíveis.

- Byrne, D.; De Roos, N. (2016). Learning to coordinate: a study in retail gasoline.
- Byrne, David P, and Nicolas de Roos. (2017). Learning to coordinate: A study in retail gasoline.
- Dewenter, R.; Heimeshoff, U.; Luth, H. (2017). The impact of the market transparency unit for fuels on gasoline prices in Germany. *Applied Economics Letters*, v.24, n. 5, p. 302 – 305.
- Hong, W. (2013). Do Smartphones Spur Competition? Evidence from the Korean Retail Gasoline Market.
- Lee, S. (2015). Informative mobile application, search costs, and spatial price competition in the Korean retail gasoline market.
- Lemus, J. e Luco, F. (2018). Pricing Dynamics and Leadership: Evidence from the Retail Gasoline Industry (May 8, 2018). Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3186144>.
- Lewis, Matthew S. (2012). Price leadership and coordination in retail gasoline markets with price cycles. *International Journal of Industrial Organization*, 30(4): 342–351.
- Luco, F. (2017). Who Benefits from Information Disclosure? The Case of Retail Gasoline. Texas A&M University, working paper.
- Rodrigues, N., Losekann, L. (2017) Os preços dos combustíveis sobem como um foguete, mas caem como uma pena – analisando os fatores da assimetria na transmissão dos preços no Brasil. *Boletim Infopetro*, Novembro/Dezembro, Ano 17, n. 5.
- Stahl, D. O. (1989). Oligopolistic pricing with sequential consumer search. *American Economic Review* 79 (4): 700-712.

Notas:

[1] Para Stahl (1989), com o aumento do número de consumidores informados, a concorrência no mercado muda de “precificação de monopólio” para “precificação de custo marginal” devido a redução dos custos de busca.