

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Maio/Junho de 2018 – Ano 18 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados oito artigos:

Preço de combustíveis no Brasil: Evolução recente e papel do Estado, por Luciano Losekann.

Nuclear para reduzir emissões: ter ou não ter, eis a questão, por Renato Queiroz.

A crise do setor elétrico é estrutural, por Ronaldo Bicalho.

Integração de recursos distribuídos nos sistemas elétricos e suas possíveis rotas de expansão, por Diogo Lisboa Romeiro.

Os princípios e as distorções da política de preços dos combustíveis, por Helder Queiroz.

Desmistificando a crise do diesel, por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann.

A encruzilhada chegou: para onde vai a política de precificação dos combustíveis no Brasil?, por Edmar de Almeida e Gustavo Soares.

Adaptando estratégias para o equilíbrio do setor elétrico em tempos de incerteza, por Clarice Ferraz.

### **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](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# **Autores**

## **Clarice Ferraz**

Bacharel em Ciências Econômicas - Universidade Federal de Brasília (2000), Master en Management Public – Universidade de Genebra (2004), Advanced Master in Energy – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (2006) e Doutora em Ciências Econômicas e Sociais – Universidade de Genebra (2011); Pesquisadora do Grupo de Economia de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Diogo Lisbona Romeiro**

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

## **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 Mendès-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 Rabello de Castro**

Mestre em Economia pela UFRJ.

## **Helder Queiroz**

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

## **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

**Ronaldo Bicalho**

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

**Yanna Clara Prade**

Doutoranda do Instituto de Economia da UFRJ.

# Preço de combustíveis no Brasil: Evolução recente e papel do Estado

Por Luciano Losekann

Desde a implantação da nova política de preços para combustíveis da Petrobras, em julho de 2017, os preços dos combustíveis no Brasil são alinhados aos preços internacionais no curto prazo. Recentemente, dois fatos relacionados a essa situação tiveram destaque na imprensa: a escalada de preços da gasolina e diesel e a substituição do GLP por lenha em residências brasileiras.

No mês de abril, o preço do diesel subiu 12% nas refinarias e o da gasolina, 7%. Segundo os dados divulgados pela ANP, os preços médios do litro do diesel e da gasolina nos postos de abastecimento brasileiros alcançaram R\$ 3,47 e R\$4,23 na última semana de abril. A alta foi impulsionada pela elevação do preço internacional do petróleo com a tensão no Oriente Médio em decorrência do bombardeamento da Síria, o barril do Brent fechou o mês a US\$ 75, e pela valorização do dólar frente ao real, que alcançou 6,2% no mês de abril.

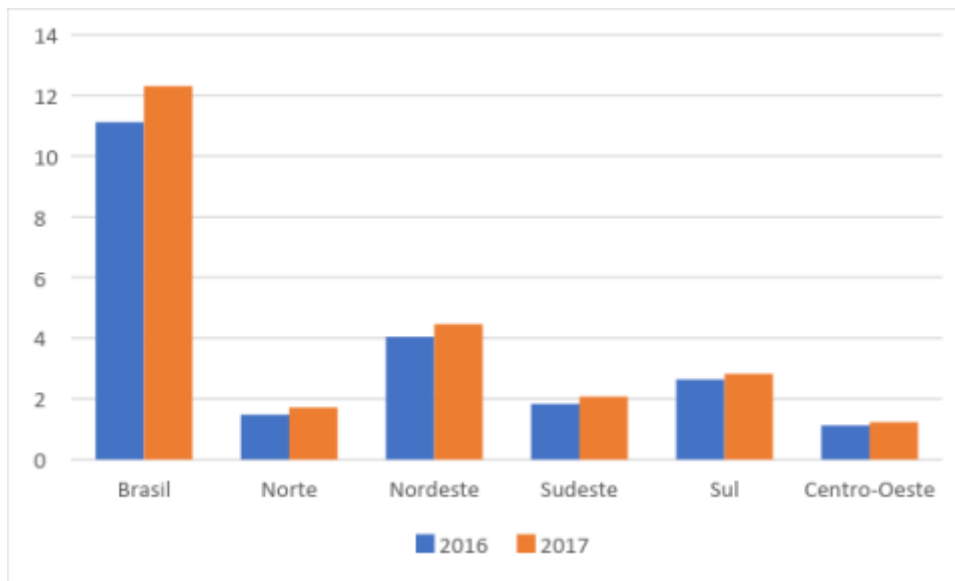
Ainda que a alta dos preços combustíveis não seja uma novidade nesse novo contexto, chama a atenção a sua disparidade com os demais preços da economia. Os indicadores já disponíveis apontam para uma inflação entre 0,2% e 0,3% em abril.

Também foi divulgado o resultado da PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra em Domicílio Contínua) que aponta a substituição de GLP por carvão vegetal e lenha nas residências brasileiras em 2017. Nesse ano, 12,3 milhões de domicílios (17,6%) utilizaram um dos dois combustíveis para cocção, frente a 11,1 milhões em 2016 (16,1%), representando uma alta de 11%.

É importante destacar que isso não significa que esses domicílios tenham substituído integralmente o GLP por lenha ou carvão. Como 98,4% dos domicílios brasileiros contam com abastecimento de GLP ou gás encanado, a maior parte dos consumidores que utilizaram lenha ou carvão também utilizou GLP ou gás encanado. O que o dado indica é que um número maior de consumidores passou a usar lenha ou carvão para cocção.

O crescimento do número de domicílios ocorreu em todas regiões brasileiras, com destaque para a região Norte, onde a taxa de crescimento alcançou 16%. No Nordeste, 24% dos domicílios utilizam lenha ou carvão para a cocção, sendo que 411 mil domicílios passaram a utilizar esses combustíveis em 2017.

## Domicílios que utilizam lenha ou carvão para cocção de alimentos – 2016 e 2017. Milhões



Fonte: IBGE. PNAD contínua

A substituição de GLP por lenha, que seria a mais provável, não é simples e depende da disponibilidade de lenha a preços/custos atrativos. A lenha comercial tem preços diferenciados conforme a localidade, e, usualmente, seu preço em termos de energia fornecida é superior ao do botijão de GLP. Os consumidores podem ter acesso a lenha de forma não comercial em zonas rurais e a resíduos de madeira em zonas urbanas. A obtenção da lenha, no entanto, tem um custo de oportunidade relacionado ao tempo dedicado para a coleta. Além disso, o uso da lenha para cozimento implica em inconveniências e maior tempo de dedicação para o preparo de alimentos, principalmente, quando o equipamento não é adequado.

Os determinantes desse fenômeno não são restritos à relação de preços. A estagnação da renda das famílias e a concentração de renda são fatores explicativos importantes. Mas, dada a significância da variação do preço do GLP e do aumento de domicílios que utilizam lenha em 2017, certamente, esses fatores estão relacionados. O preço final do botijão de 13 kg de GLP aumentou em 20% (1) em 2017. No ano, o preço do botijão aumentou 68% nas refinarias. Em janeiro de 2018, os reajustes do GLP nas refinarias passaram a ser trimestrais.

A política de preços de combustíveis da Petrobras foi discutida em outros artigos desse boletim. Após um longo período em que os preços dos combustíveis eram mantidos reprimidos e subsidiados, o que causou perdas significativas para a empresa, a nova sistemática de preços buscou conferir preços mais realistas aos combustíveis, dentro de uma iniciativa de recuperação financeira. Assegurar que seus preços não sofrem interferência política é uma estratégia importante para a Petrobras, entre outros objetivos, atrair interesse na venda de ativos de refino.

No entanto, os dois fenômenos aqui tratados justificam interferência de estado. No caso dos combustíveis para o transporte, a volatilidade de preços pode ser indesejável para a sociedade, os preços da gasolina e do diesel permeiam as atividades econômicas e influenciam o poder de compra das famílias. Mudanças drásticas de preços relativos podem distorcer as escolhas econômicas e desencadear desestabilização de preços, mesmo levando em conta os baixos índices de inflação atuais no Brasil.

A questão importante, no caso do GLP, é relativa a pobreza energética. A dinâmica recente de preços fez com que consumidores de baixa renda comprometessem maior parcela de seus orçamentos para sua aquisição, e acarretou na sua substituição por combustível com atributos significativamente inferiores. No jargão setorial, uma fonte energética moderna (GLP) está sendo substituída por uma fonte tradicional (lenha).

Certamente, a solução adotada para esses problemas não é mais viável. Ou seja, não será a Petrobras responsável por assimilar financeiramente a volatilidade e subsidiar preços. Esse é um papel de Estado e os mecanismos para sua efetivação precisam ser rediscutidos.

Vargas (2015) aponta que os países em desenvolvimento tendem a adotar controles na precificação de derivados de petróleo e indica que como mecanismos adequados para a suavização de preços, considerando as características da economia brasileira, a utilização conjunta de bandas de preço com fundos de estabilização e alíquotas variáveis de impostos, conforme previsto na CIDE.

No caso do GLP, o auxílio-gás (ou vale-gás), criado em 2001, é reconhecido como uma das origens do bolsa família. Pelo programa, famílias com renda até meio salário mínimo per capita recebiam R\$ 15 a cada dois meses para adquirirem botijão de GLP. Certamente, a solução atual não precisa recuperar a política de 15 anos atrás, mas é essencial tratar desse tema e discutir mecanismos para proporcionar acesso ao combustível por famílias de baixa renda.

#### **Notas:**

(1) Taxa de aumento da média brasileira observada em dezembro de 2017 contra a média de dezembro de 2016, segundo o acompanhamento de preços da ANP.

# Nuclear para reduzir emissões: ter ou não ter, eis a questão

**Por Renato Queiroz**

As mudanças climáticas e a segurança energética, em uma era de transitoriedade, delimitam as decisões no estabelecimento de políticas públicas energéticas, mecanismos regulatórios, investimentos no setor de energia, pesquisas acadêmicas, entre outros. O contexto de transitoriedade cria incerteza e, sob essa tônica, o exercício de planejar o futuro deve considerar como condição necessária a inovação (QUEIROZ, 2010). A velocidade das mudanças pode ser de tal ordem que o estado de permanência das tecnologias que movimentam os negócios fique cada vez menor. Os ambientes fabris estão sendo impulsionados a tomarem decisões com poucas margens de erros e com rapidez; como um arqueiro que permanece em uma mesma posição, em um breve tempo, mirando o alvo certo antes de disparar a flecha.

*“Nossas dúvidas são traidoras e nos fazem perder o que, com frequência, poderíamos ganhar, por simples medo de arriscar”. William Shakespeare*

Assim, o quadro nos incita a observar as políticas públicas de países desenvolvidos. Afinal, o domínio das novas tecnologias, a implantação de novas diretivas, sempre focadas, são características inerentes ao mundo desenvolvido que constantemente se antecipam em decisões que, ainda que não se afastando de acordos mundiais, atendam aos interesses dos seus países. As Agências, Institutos de Energia em seus relatórios, consolidam esses movimentos e fazem exercícios de previsão para os diversos países.

O relatório Renewables 2017 (IEA, 2017), por exemplo, ao focar a geração de eletricidade, informou que, em 2016, as energias renováveis representaram quase dois terços da nova capacidade de produção de eletricidade em todo o mundo e foram impulsionadas pelo forte mercado de energia solar fotovoltaica, sobretudo pela China. O relatório, que parte do ano de 2016 para apresentar previsões até 2022, aponta um robusto e contínuo crescimento da capacidade de eletricidade renovável em 43% até o final do período. Ressalta, no entanto, que embora a energia solar fotovoltaica vá pontuar como a fonte com maiores adições anuais de capacidade instalada, superando, inclusive, as fontes eólica e hídrica, o carvão deverá permanecer como a maior fonte de geração de eletricidade nesse período. A China será a responsável por mais de 40% do crescimento da capacidade renovável global, não ficando somente na expansão via solar PV. Vão liderar, também, nessa expansão as hidrelétricas, eólicas, bioenergia, sem falar em outros segmentos. Há sinais citados pelo próprio relatório que são: o crescente custo dos subsídios renováveis e a falta de integração da rede que podem limitar esse crescimento previsto para a China. O desdobramento de novas políticas energéticas, nesse país, para enfrentar tais problemas, prevê uma expansão e/ou integração de redes de transmissão e um incremento da geração distribuída.

A IEA antevê, em seus estudos, que a China, a Índia e os Estados Unidos vão capitanear a expansão renovável global nos próximos anos. Os americanos são o segundo maior mercado em crescimento para renováveis, mesmo com todas as polêmicas do governo Trump. Nos EUA, deverão ser implantadas novas capacidades de energia eólica e solar, com incentivos fiscais federais, bem como políticas estaduais para incremento da energia solar fotovoltaica distribuída. No caso da Índia, a previsão é que o país dobre sua capacidade atual de eletricidade renovável com as fontes Solar PV e Eólicas. A Índia tem muitos desafios no campo da infraestrutura e há incertezas políticas e regulatórias. O sistema energético necessita de uma guinada em direção a uma matriz mais sustentável, visto que há cerca de 300 milhões de pessoas sem acesso à eletricidade, sendo que a população total é de 1,3 bilhões de habitantes. O ministro da Energia da Índia Piyush Goyal, no último Fórum de Energia em Viena (VIENA, 2017), declarou que a Índia vai implementar energias renováveis, sistemas de iluminação eficientes e carros elétricos em um grande projeto de transformação energética.

Já na União Europeia, o crescimento de renováveis tem uma previsão pessimista de queda de 40%, em comparação com o período de cinco anos anterior ao do relatório.

Nesse texto vale entender o que está ocorrendo com os europeus, quanto à redução das emissões na geração elétrica, através de alguns países aqui selecionados.

Avaliando, por exemplo, o andamento das políticas voltadas à produção de eletricidade nos países nórdicos, Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia, países que investem maciçamente em pesquisas e desenvolvimento em projetos energéticos e têm características próprias na geração de eletricidade, tem-se: a Dinamarca definiu que vai reduzir suas emissões em 40% até 2020, com a participação da fonte eólica, que deverá suprir mais da metade do consumo energético nos próximos 10 anos com parques *offshore* e usinas eólicas construídas em terra. A meta é produzir cerca de 70% da energia a partir de fontes renováveis. Hoje já são 43%. Até 2050, esse país pretende produzir somente energia e calor limpos, eliminando as emissões de dióxido de carbono no setor.

A Finlândia, segundo a Agência Internacional de Energia, colocou a meta de 38% da participação de fontes renováveis em sua matriz até 2020. Cabe ressaltar que a matriz energética finlandesa é baseada em combustíveis fósseis e os planos de investimentos para esse setor apontam que as emissões de gás carbono serão reduzidas com novos investimentos em fontes renováveis e em usinas nucleares. Segundo a IEA se todas as usinas nucleares previstas forem construídas, a participação da fonte no total de geração elétrica da Finlândia será de 60% em 2025. O país busca, primordialmente, aumentar sua segurança energética, já que é um grande importador de combustíveis fósseis. Já a Suécia investe fortemente em pesquisas voltadas às tecnologias renováveis e tem centros de excelência em parcerias com indústrias de ponta. Segundo dados da Bloomberg (BLOOMBERG, 2015), a Suécia pretende tornar-se uma das primeiras nações do mundo totalmente livre de combustíveis fósseis. A meta sueca é reduzir drasticamente as emissões de carbono a partir de 2020. No caso



da Noruega, embora, um grande exportador de petróleo, sendo o maior produtor na Europa, já é um dos países mais sustentáveis do mundo, pois 96% da sua energia elétrica é energia hidrelétrica. A Islândia, outro país nórdico interessante de se observar, tem suas necessidades elétricas atendidas com energia hidráulica e geotérmica. Atualmente quase toda a eletricidade da Islândia é gerada a partir de fontes renováveis, sendo cerca de 70% através da energia hidrelétrica e praticamente o restante através da energia geotérmica. Importante citar que as políticas públicas apontam o desenvolvimento da geração de eletricidade, a partir de potenciais geotérmicos *offshore*, com usinas instaladas no mar, em plataformas semelhantes às de petróleo.

Olhando para a Alemanha, tida como referência devido ao programa de transição energética, “Energiewende”, que nasceu em 2010, verifica-se que há alguns percalços. O programa alemão foi concebido para atingir 80 % de participação de fontes renováveis, baseada em plantas eólicas, biomassa e solar em 2050. Nesse programa haveria o desligamento das plantas nucleares e de usinas à base de fósseis. O programa veio com grande determinação e desde 2014 as energias renováveis são as fontes mais importantes da matriz elétrica da Alemanha, fornecendo um terço da energia consumida no país. Há dez anos forneciam apenas 9%. O plano estabeleceu chegar a 2020 com uma redução de 40% das emissões em relação aos dados de 1990. Mas há especialistas que preveem que o país não atingirá essa meta. A grande questão levantada é se será possível acabar com o parque nuclear apenas com energias renováveis e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões. A “Energiewende”, no entanto, tem trazido insatisfações ao povo alemão, pois o preço da eletricidade tem afetado os orçamentos familiares. Essa política traz maiores custos de produção de energia e conseqüentemente dos preços das tarifas de eletricidade. A poderosa indústria alemã, já que a Alemanha é um dos países mais industrializados do mundo, e, sobretudo, a indústria elétrica não renovável, que perde com os subsídios dado aos investidores de plantas renováveis, vêm pressionando o governo alemão para alterar o ritmo do “Energiewende”. A própria Comunidade Europeia pressionou para haver mudanças. De fato, uma nova lei de incentivos às fontes de energia renováveis, EEG 2.0 (Erneuerbare Energien Gesetz), freia o apoio a essas fontes para garantir, sobretudo, a competitividade da indústria alemã. A Alemanha tem, ainda, a questão da transmissão de energia produzida no Mar do Norte pelas Eólicas para a região de maior demanda que é o sul do país. E como fator complicador, a população também pressiona para não haver poluição visual com linhas de transmissão.

Outra informação relevante é o documento que a Comissão Europeia publicou sobre o aumento das emissões preliminares em 2017, no âmbito do Esquema de Comércio de Emissões (ECE/UE), conforme aponta o Instituto Sandbag – Smarter Climate Policy (SANDBAG, 2018) (1). O ECE da EU é o maior esquema de comércio de emissões de gases de efeito estufa de todo o mundo, envolvendo múltiplos países e setores. Segundo o Instituto, a taxa de construção de plantas eólicas e solar não é suficiente para descarbonizar o setor de energia, no período desejado, ao mesmo tempo que usinas nucleares fecham. Há ainda um agravante que é o cenário de aumento da demanda por eletricidade nesse período. O Sandbag aponta que as emissões de fontes estacionárias totais (2) do ECE/EU aumentaram 0,3% em 2017, o que corresponde ao primeiro aumento em 7 anos. No ano de 2010, as emissões se recuperaram ligeiramente em 2%,

após uma queda de 11% em 2009. As emissões caíram, em média, 2,7% /a.a nos primeiros 11 anos do ECE/EU de 2005 a 2016.

No ano de 2017, as emissões do setor elétrico foram afetadas, também, pela queda da produção nuclear francesa que caiu para o nível mais baixo, neste século, bem como da geração hidroelétrica na União Europeia. Vale destacar, ainda, que quase 40 % das emissões do ECE/EU foram provenientes de usinas a carvão e, pela primeira vez, mais da metade delas são de linhito (carvão de baixo poder calórico) que já superou as emissões de carvão, no ano de 2017. Mesmo na Alemanha as emissões do uso de linhito diminuíram somente 1%. Os outros países emissores também aumentaram as emissões com o uso do linhito (3).

Uma outra análise que foi trazida para esse texto é a do pesquisador e escritor Michael Shellenberger, que hoje é o presidente da Organização Environmental Progress, que tem como missão “tirar todos os seres humanos da pobreza e salvar o meio ambiente, tendo como estratégia manter sua independência financeira sem contribuições de empresas de energia ou de quaisquer interesses voltados a energia” (EP 2018). Shellenberger tem trazido muitas polêmicas para o meio energético, sobretudo para os ambientalistas dedicados ao setor elétrico. Ele afirma, por exemplo, que “se a Alemanha não tivesse fechado as plantas nucleares, as suas emissões seriam cerca de 40 % menores do que são atualmente”. Adiciona que “o preço da eletricidade na Alemanha é o dobro da França porque a Alemanha necessitou de muita eletricidade na transição para fontes renováveis” (SHELLENBERGER, 2017).

As conclusões deixadas para reflexão são: i) o ritmo de construção das plantas eólicas e solar ainda não sustenta as quedas nas emissões do setor elétrico na Europa; ii) os mecanismos de incentivos para as renováveis estão trazendo prejuízos a outros segmentos econômicos, principalmente na Alemanha; iii) esses mecanismos estão sendo revistos e pode haver uma diminuição, ainda maior, nesse ritmo de implantação de novas renováveis, o que pode atrasar os compromissos de diminuição das emissões; iv) as usinas nucleares ao saírem da matriz elétrica de determinados países vão impactar o cronograma da diminuição das emissões e as metas estabelecidas não vão se configurar; v) cada país busca primordialmente a sua segurança energética, e cada decisão deve ser bem avaliada internamente pelos decisores de políticas energéticas.

Eis, então, a questão: para atingir os níveis de emissões de gases de efeito estufa previstos nos prazos desejáveis no mercado europeu, será necessária a participação das usinas nucleares, juntamente com a construção de usinas renováveis?

### **Referências:**

1. Queiroz (2010). Blog Infopetro GEE/ IE/UFRJ postagem publicada em 22/01/2010 sob o título:”O planejamento energético em uma era de transitoriedade”.
2. SANDBAG (2018) – Sandbag –Smarter Climate Policy Disponível: <https://sandbag.org.uk/2018/04/03/new-data-european-ets-emissions-rise-for-first-time-in-7-years/>

3. IEA (2017) – Renewables 2017. Agencia Internacional de Energia. Disponível: <https://www.iea.org/publications/renewables2017/>
4. IEA- International Energy Agency. World Energy Outlook (WEO)2017:Disponível: <http://www.iea.org/>
5. BLOOMBERG(2015). Disponível : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-16/sweden-boosts-renewables-to-become-first-fossil-fuel-free-nation>
6. VIENA (2017). Vienna Energy Forum – Disponível: <https://www.unido.org/news-centre/events/vienna-energy-forum/vienna-energy-forum-2017>
7. EP (2018). Environmental Progress. Disponível: <http://environmentalprogress.org/>
8. SHELLENBERGER (2017).“Why I changed my mind about nuclear power” Michael Shellenberger.Disponível:<https://www.youtube.com/watch?v=ciStnd9Y2ak>

#### Notas:

1. Instituto Europeu e do Reino Unido de Pesquisas sobre políticas climáticas tem sedes em Bruxelas e Londres. O Instituto tem como principal foco melhorar o funcionamento do Regulamento do “Esquema de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa da União Europeia – ECE/EU”, em inglês, Emissions Trading Scheme – ETS.
2. Fontes que se encontram em um local fixo, como as refinarias, indústrias químicas, e centrais de energia elétrica.
3. Polônia, República Tcheca, Grécia, Bulgária, Romênia e Espanha.

# A crise do setor elétrico é estrutural

**Por Ronaldo Bicalho**

O setor elétrico brasileiro tem um problema definitivo e grave: o esgotamento do seu modelo tradicional de operação e expansão.

Nesse modelo, baseado na exploração do nosso generoso potencial hidrelétrico, os reservatórios jogaram um papel crucial na regularização das vazões dos rios e, portanto, na redução da exposição das usinas hidrelétricas ao risco hidrológico de não chover o suficiente e, em consequência, não se ter a água necessária para gerar a energia elétrica desejada.

A partir do momento em que fatores técnicos, ambientais, sociais e políticos passaram a restringir a construção de novos reservatórios, a redução da capacidade de regularização e, em consequência, a crescente exposição ao risco hidrológico passaram a fazer parte da agenda de problemas estruturais do setor elétrico brasileiro.

A perda de capacidade de coordenação, advinda do processo de fragmentação institucional iniciada pelas reformas dos anos 1990s, e o peso cada vez maior da intermitência na geração, via a crescente participação das novas fontes renováveis (eólica e solar) e das novas usinas hidrelétricas a fio de água (sem reservatório), aceleraram a deterioração do modelo.

Dessa maneira, sem os reservatórios para fazer face ao risco hidrológico, a operação e expansão do sistema elétrico brasileiro perdeu o elemento que estruturou historicamente a sua construção técnica, econômica, organizacional e institucional.

Essa perda coloca no centro da mesa a gigantesca tarefa de encontrar um novo modelo de operação e expansão para o setor elétrico do País. Nesse contexto, os conflitos gerados a partir do completo descompasso entre os princípios do modelo e a realidade concreta do setor se intensificam e desaguam em uma judicialização que demonstra claramente a falência das instituições setoriais.

Portanto, o que temos pela frente não é um problema conjuntural associado a um passageiro regime de chuvas desfavorável ou a ineficiências empresariais específicas de entes públicos ou privados para o qual a mudança do humor de São Pedro ou do gestor resolve. O que temos pela frente é um baita problema estrutural que exige uma mobilização de monta, da qual não se vê sequer um esboço no horizonte de medidas das atuais autoridades responsável pelo setor. E mais preocupante, também não se vê nas diversas pautas específicas dos agentes setoriais, marcadas por um particularismo simplesmente suicida. Não há barcos para todos, senhores.

O interessante a notar é que tudo isso acontece em um momento muito particular do setor elétrico no mundo em que o tradicional modelo de operação e expansão baseado no uso dos combustíveis fósseis também está em xeque.

Cabe notar que esse esgotamento não ocorre em função da exaustão das reservas de combustíveis fósseis, mas em função da impossibilidade da continuação da utilização desses combustíveis; face à necessidade de mitigar os efeitos econômicos e sociais da mudança climática, reduzindo o aquecimento global via a diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> advindas da queima desses combustíveis.

Sem os combustíveis fósseis, a operação e expansão do setor elétrico no mundo também perde o elemento essencial que estruturou historicamente a sua construção técnica, econômica, organizacional e institucional.

O traço comum a reservatórios e combustíveis fósseis é o fato deles serem estoques. Estoques que viabilizam um controle sobre a disponibilidade de energia que funda a relação que temos com a energia desde a revolução industrial. Estoques que se traduzem em uma liquidez energética que permite que tenhamos a energia que queremos, quando e onde a queremos.

Sem esses estoques, a construção dessa liquidez se torna muito mais complexa, demandando arranjos técnicos, econômicos, organizacionais e institucionais novos e, principalmente, radicalmente distintos dos atuais.

Desse modo, se quisermos manter a nossa atual relação com a energia elétrica temos que mudar radicalmente a forma como estruturamos técnica, econômica e institucionalmente a oferta dessa fonte de energia; mudando inclusive a própria natureza da relação entre ofertantes e demandantes nesse mercado.

Parafraseando o velho príncipe de Salinas, para permanecerem como estão as coisas terão que mudar.

A consequência imediata desse quadro internacional é a falta de referência, de modelos e de padrões que possam guiar a transição elétrica brasileira. Cabe lembrar que essa falta de referências é justamente um traço intrínseco a momentos de transformação radical como aquele vivido pelo atual estágio evolutivo do setor elétrico no mundo.

Nesse sentido, pode-se afirmar seguramente que o setor elétrico enfrenta no Brasil, assim como no mundo, o seu momento mais desafiador.

O desafio aqui é pensar um novo modelo de operação e expansão para o setor elétrico brasileiro no contexto das grandes transformações que estão acontecendo no setor elétrico do mundo, requalificando os nossos atributos sob um novo paradigma. Requalificação que envolve, por exemplo, um novo papel para os nossos reservatórios que, em tempos de intermitências, representam uma das maiores e mais integradas capacidades de estocagem de energia elétrica do mundo.

Desse modo, ao longo do caminho de construção do nosso setor elétrico nós juntamos garrafas que podem ser muito úteis no novo caminho que o setor elétrico no mundo começa a trilhar: reservatórios (estoques), hidrelétricas (centrais flexíveis) e transmissão (integração espacial – diversidade climática).

A propósito, considerando que metade dessas garrafas está hoje nas mãos da Eletrobras – 50% dos reservatórios; 45% das hidrelétricas; 47% da transmissão -, pode-se afirmar que uma parte crucial dos ativos estratégicos para a construção do futuro do nosso setor elétrico está em jogo na privatização da Eletrobras.

Trocando em miúdos, o problema do setor elétrico é grave e necessita uma mobilização significativa de recursos para enfrentá-lo.

Essa mobilização não é observada no contexto atual de ações dos agentes setoriais e do Estado brasileiro. Os primeiros se agarram a uma pauta de sobrevivência de interesses específicos e imediatos que dificulta sobremaneira a coordenação política necessária à construção de consensos mínimos que permitam a sustentabilidade de um novo modelo institucional para o setor. O segundo subordina a pauta setorial a uma agenda política, marcada pelo caráter urgente e de curto prazo da luta pela sobrevivência diária do atual governo, que inviabiliza qualquer possibilidade de uma ação institucional de longo prazo que estructure um conjunto de planos e ações que aponte minimamente caminhos sustentáveis para enfrentar os enormes desafios da nossa infraestrutura elétrica.

Nesse contexto, a tentativa de privatização da Eletrobras é a síntese dessa perda de rumos do setor elétrico brasileiro, reunindo medidas desconexas que juntam fios desencapados com a perícia de um electricista de porre, oportunismo político e interesses econômicos obscuros costurados pela esperteza política das velhas raposas felpudas, sob o aconchegante manto da completa irresponsabilidade com o futuro do País. Assim, à sombra de uma modernidade fajuta e provinciana e de uma prestidigitação de punquista de feira prepara-se uma conta absurda para ser paga, ao final, pelo consumidor e pelo contribuinte; em nome dos quais os maiores absurdos são perpetrados.

# Integração de recursos distribuídos nos sistemas elétricos e suas possíveis rotas de expansão

Por Diogo Lisbona Romeiro

Os sistemas elétricos se encontram em profunda transformação. A difusão da geração distribuída, principalmente da solar fotovoltaica, e a propagação de novas tecnologias e aplicações como carros elétricos e estocagem distribuída despontam como soluções para descarbonização dos sistemas, contestam a centralização da rede unidirecional e posicionam os consumidores, antes passivos e coadjuvantes, em protagonistas polivalentes.

Estruturados em torno de cadeia verticalmente integrada – com transmissão e distribuição interligando a geração centralizada ao consumidor passivo final –, os sistemas elétricos assistem a proliferação de recursos de energia distribuídos (*distributed energy resources* – DER). Definidos como recursos instalados nos sistemas de distribuição (não necessariamente atrás dos medidores) capazes de prover serviços de eletricidade, os DER abrangem desde plantas de geração, resposta e gestão da demanda e estocagem de eletricidade a veículos elétricos, dispositivos de controle, medidores e aparelhos inteligentes. Embora alguns desses recursos não provejam essencialmente eletricidade, tornam-se DER frente à possibilidade de administração e gestão do consumo (carga) de modo remoto, autônomo e instantâneo, propiciada pelo desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação que transformam bens de consumo em serviços (PEREZ-ARRIAGA et al., 2016).

Neste contexto, com a redução significativa de custos dos painéis solares e a perspectiva de estocagem distribuída de eletricidade em escala comercial, a rota *off-grid* acena para a possibilidade de emancipação da rede, prometendo autonomia e autossuficiência. A geração distribuída assim compreendida, como contestação da rede e conseqüente libertação de seus custos e ônus, compõe o emaranhado de ideias e visões que circundam o horizonte de evolução dos sistemas elétricos.

A integração aos sistemas centralizados atuais dos recursos distribuídos e dos novos *prosumers* (consumidor-produtor) ou mesmo *prosumages* (consumidor-produtor-armazenador), nos termos de Green & Staffell (2017), é um dos principais desafios da indústria. Ao mesmo tempo em que a evolução do sistema é determinada pela penetração das novas tecnologias e atores, as rotas de expansão determinam as possibilidades e os graus de integração.

Paralelamente à rota *off-grid*, pode-se vislumbrar outros caminhos de expansão com maior ou menor grau de descentralização e interdependência. Frente à incerteza tecnológica e regulatória próprias de momentos de inflexão e às movimentações e disputas de grupos de interesse por detrás da economia-política do setor, é difícil antever rotas prováveis ou mesmo factíveis.

A estrutura atual centralizada é fruto de mesmo embate e incerteza que rondaram os primórdios da indústria no início do século passado. A batalha das correntes (contínua *versus* alternada) entre Edison e Tesla (Westinghouse) marcou o início da rota de expansão do setor, quando se cobrava embrionariamente pelo número de lâmpadas instaladas nas residências. A corrente alternada de Tesla, com suas vantagens para centralizar a geração e distribuir o fluxo em vários pontos, se impôs tecnologicamente, enquanto que Samuel Insull estruturou o modelo de negócio verticalmente integrado apoiado sob a cobrança volumétrica, impulsionando a indústria com ganhos crescentes de escala, escopo e rede (MUNSON, 2005).

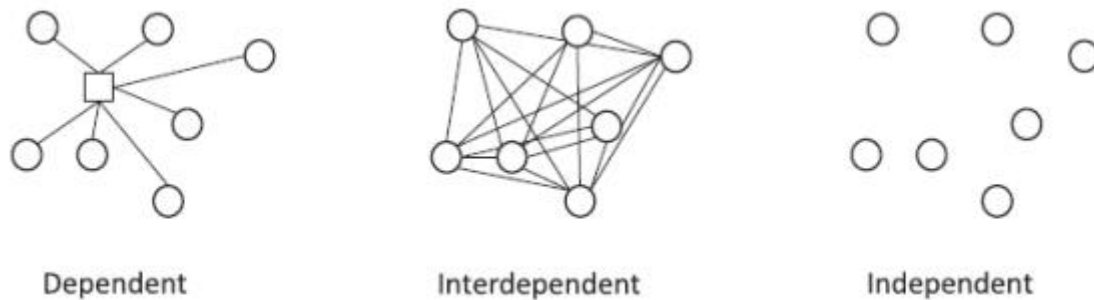
Sob esta perspectiva, como grande parte dos DER (incluindo a solar fotovoltaica e a estocagem em baterias) proveem ou aceitam fluxos elétricos em corrente contínua, assim como os dispositivos de consumo em geral também a utilizam nos circuitos internos, a descentralização e a prevalência de recursos distribuídos poderiam representar uma reviravolta no padrão tecnológico da indústria – Tesla teria ganho a batalha, mas Edison a guerra.

Compreendendo os sistemas elétricos como sistemas técnico-social em transformação, Hojcková et al. (2018) observam que diferentes soluções alternativas emergem, competem e co-evoluem ao longo do tempo. A seleção de caminho resulta de processo de acumulação e alinhamento de componentes heterogêneos, cuja transição tecnológica ocorre em meio (e a despeito) de dependência de caminho (*path dependence*), inércia e aprisionamento de trajetórias (*lock-in*). Consequentemente, os novos sistemas nunca são independentes de estruturas preexistentes e o processo de inovação – mecanismo pelo qual essas estruturas se combinam e se transformam – não as substitui integral e definitivamente, verificando-se uma sobreposição de estruturas ao longo do tempo.

A partir desta perspectiva, Hojcková et al. (2018) vislumbram três cenários de transição distintos para sistemas completamente renováveis, com diferentes níveis de interconectividade entre os agentes (Figura 1): sistemas com consumidores dependentes (*super-grid*), interdependentes (*smart-grid*) ou independentes (*off-grid*). O cenário *super-grid* corresponde às características atuais, permanecendo a geração significativamente centralizada, ainda que renovável. No cenário *smart-grid*, o sistema seria composto principalmente por *prosumers* interconectados, abrindo espaço para elevada interação. Já no cenário *off-grid*, a estocagem distribuída tornaria o desligamento da rede atrativo, em processo conhecido por espiral da morte, quando o custo da rede aumenta diretamente com a taxa de abandono, reforçando a saída.



**Figura 1 – Sistemas com diferentes tipos de interconectividade entre consumidores**



Fonte: Hojcková et al. (2018)

A rota *off-grid* pode-se destacar em contexto de sistemas precários ou mesmo inexistentes, constituindo-se não uma solução provisória enquanto a rede não chega, mas permanente, como solução de longo prazo reconhecida e adequada. Já em contextos de sistemas elétricos maduros (desenvolvidos), a rota *off-grid* em geral está associada a (supostos) benefícios decorrentes do “empoderamento” dos consumidores, da descarbonização por iniciativa e meios próprios e da autossuficiência. Porém, face à emergência de inúmeros recursos distribuídos e de todas as vantagens que a interconectividade traz aos usuários, o cenário de *prosumages* autônomos e independentes perde sentido mesmo para comunidades isoladas.

Investigando a “era dos *prosumers*”, Parag & Sovacool (2016) ponderam que a trajetória *off-grid* com agentes desconectados e autossuficientes deve permanecer restrita. As novas tecnologias e aplicações acenam para a interdependência das redes inteligentes, pela multiplicidade de serviços e utilidades que a interconectividade possibilita – pelas complementariedades e sinergias (com ganhos de escopo e rede), ampliando a eficiência das aplicações através de controles inteligentes e reações instantâneas aos sinais de preço.

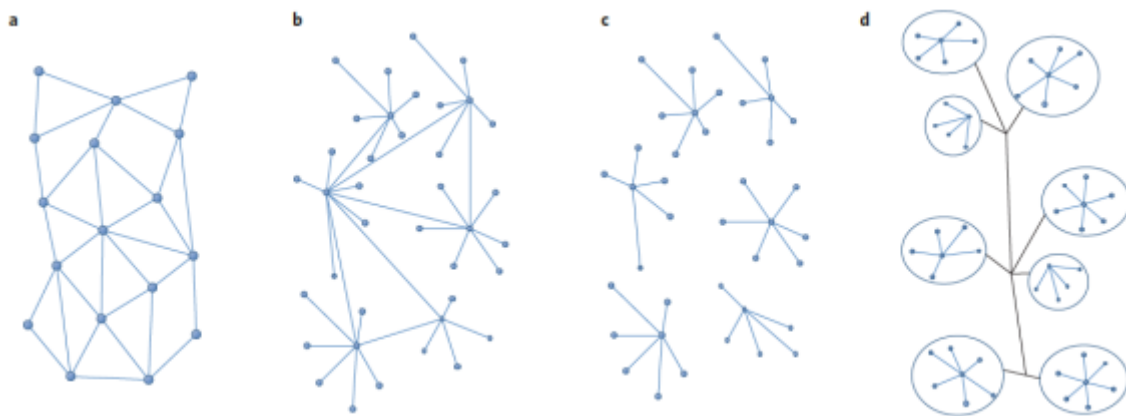
A integração de DER direciona as trajetórias de expansão para soluções com maior grau de descentralização, mas essas rotas não implicam necessariamente em distribuição completa de recursos e independência de agentes. Pelo contrário, dificilmente o cenário com maior conectividade e complexidade que se avizinha prescindirá dos ganhos sistêmicos das redes preexistentes. Neste contexto, a rota de expansão se distanciaria de transição rumo à descentralização ou distribuição e se aproximaria de integração dos novos recursos e seus atributos às estruturas centralizadas, demandando adaptações dos sistemas e transformações das estruturas (físicas e virtuais) de coordenação.

Neste sentido, as definições de recursos distribuídos ou descentralizados, em geral empregadas de forma sinônima, deveriam se distinguir em relação à escala e à interconectividade dos agentes, ainda que ambos os recursos se localizem nas redes de distribuição. O desenvolvimento de recursos descentralizados, como micro-geração e estocagem, pode se beneficiar de ganhos não desprezíveis de escala (LOMBARDI & SCHWABE, 2017), favorecendo a integração de outros recursos nas redes, em contexto de proliferação de plataformas e aplicações que

conciliam conectividade (internet das coisas – IoT) e compartilhamento (*sharing economy*).

Dentro da rota de expansão de redes inteligentes, apontada por Hojcková et al. (2018), Parag & Sovacool (2016) identificam diferentes possíveis modelos de integração de recursos e agentes às redes e respectivas estruturas de mercado (Figura 2): modelos com interconexão direta (*peer-to-peer*) entre os agentes (A), modelos com agentes integrados a micro-redes (*microgrids*) interconectadas (B) ou isoladas (C), e modelos com agentes agregados em comunidades interconectadas (D).

**Figura 2 – Possíveis configurações de sistemas com penetração de DER**



Fonte: Parag & Sovacool (2016).

Os autores observam que os diferentes sistemas possibilitam distintas configurações de mercados e possibilidades de remuneração dos recursos. Em sistemas e mercados com interconexão direta entre agentes (*peer-to-peer*), os fluxos fixos de produção, consumo e estocagem seriam determinados por plataformas virtuais, onde todos os serviços seriam remunerados. Neste cenário, a rede de distribuição receberia uma taxa pela gestão da rede e uma tarifa pelo serviço de distribuição, em função do tipo e montante do serviço e da distância entre provedores e consumidores. Ainda que possam se revelar factíveis, não é claro como garantir confiabilidade e modicidade a todos nesse sistema, aparentando ser a rota mais improvável dentre as configurações elencadas.

O desenvolvimento de micro-redes (*microgrids*) se apresenta como solução promissora para integrar os DER à estrutura atual centralizada e unidirecional. Concebidas no final dos anos 90, as micro-redes são estruturadas para administrar e integrar recursos (distribuídos) nas redes de distribuição de modo a maximizar a confiabilidade e a resiliência do sistema frente a interrupções originadas por desastres naturais, ataques físicos ou cibernéticos e falhas em cascata. A sua arquitetura permite administrar oferta e demanda de energia localmente em subseções da rede que podem ser isoladas automaticamente da rede principal, garantindo a provisão de serviços essenciais (HIRSCH et al., 2018).

Desta forma, ao invés de coordenar recursos distribuídos individualmente, pode-se agregá-los em micro-redes, que emergem nos sistemas de distribuição como fontes (de consumo, geração ou estocagem) capazes de interferir a carga residual de modo automático e instantâneo, respondendo a sinais de preço.

Micro-redes interligadas à rede principal ou isoladas geram incentivos distintos aos agentes. Enquanto que no cenário interligado há incentivos a gerar excesso de serviço, dada a possibilidade de provisão à rede principal e consequente remuneração, em contexto isolado os serviços devem ser adequadamente dimensionados ao nível da micro-rede.

Podem-se instituir diferentes âmbitos de mercados, que englobem apenas as micro-redes ou toda a rede de distribuição, ou ainda que segmentem os agentes e credencie acesso específico a mercados próprios (por exemplo, baixo ou médio-alta voltagem). Neste contexto, a instituição de mercados locais pode alterar a lógica e gestão das “construções inteligentes”, que atualmente se estruturam em módulos autossuficientes.

Em Nova York, o projeto piloto da Brooklyn Microgrid estruturou uma micro-rede física e virtual na qual consumidores e *prosumers* interconectados podem comercializar energia entre si diretamente através de uma blockchain privada (Romeiro, 2017). A micro-rede física ainda não possui autossuficiência, mas garante suprimento a consumidores prioritários em casos emergenciais de interrupção da rede principal, isolando a micro-rede da rede da distribuidora. A comercialização de energia ainda não determina os fluxos efetivos dentro da micro-rede, cujo consumo é suprido pela rede da distribuidora local. Assim, a comercialização via blockchain entre os participantes da micro-rede da Brooklyn Microgrid se traduz em comercialização de saldos de energia (basicamente solar) entre vizinhos interligados via blockchain, incentivando a produção distribuída local de energia renovável (MENGELKAMP et al., 2018).

Outra possibilidade de configuração dos sistemas pode envolver comunidades organizadas de *prosumers* ou *prosumages* (Figura 2, D), situando-se em termos de estrutura e escala entre as rotas de expansão anteriores. As comunidades agregariam os recursos locais em um *pool*, favorecendo a coordenação via agregadores, levando em conta necessidades específicas e potencialidades regionais, traduzindo-se em plantas de geração virtual interligadas à rede.

Comunidades energéticas são particularmente importantes na Alemanha (MCKENNA, 2018), onde cerca de 50% da capacidade de energia renovável é de propriedade indivíduos privados, e na Austrália (GUI & MACGILL, 2018). McKenna (2018) observa que uma das principais motivações dessas comunidades se origina do desejo de independência de mercados e sistemas centralizados, verificando propensão marginal a pagar maior para a energia gerada localmente do que importada. Porém alerta que a propriedade comunitária desses ativos não é sempre vantajosa, não se traduzindo necessariamente em benefícios locais. Ademais, a maior parte dessas regiões “autônomas” se apoia no sistema centralizado de energia para balancear sua demanda. Assim, o conceito de autonomia em geral restringe-se a horizontes temporais estendidos (anuais) e apenas a eletricidade, sem englobar, por exemplo, serviços ancilares (frequência e voltagem) e demanda por

flexibilidade. Portanto, embora incentivos microeconômicos possam direcionar a expansão para soluções “autônomas”, efeitos macro agregados podem ser prejudiciais e não devem ser negligenciados.

Frente à penetração de recursos distribuídos e os incentivos crescentes a sua adoção, via competitividade e estímulos regulatórios, o grau ótimo de descentralização torna-se uma questão crucial. A expansão dos sistemas e a integração dos novos recursos se deparam com inúmeras rotas possíveis de expansão. A incerteza tecnológica e os interesses de grupos específicos compõem o emaranhado de visões e “soluções” para a transformação dos sistemas elétricos.

O espectro da rota *off-grid* paira sob o setor, face à perspectiva de inovações tecnológicas disruptivas para estocagem distribuída. Porém, as potencialidades das redes inteligentes sugerem que a interconectividade física e virtual dos agentes superará incentivos à desconexão e autonomia – possuir recursos distribuídos e desconectados da rede seria análogo a ter dispositivos eletrônicos sem internet. Neste horizonte, os ativos atuais deixariam de ser abandonados em processo de “espiral da morte”, tornando-se ativos extremamente estratégicos.

Mesmo frente às potencialidades das redes inteligentes e de seu desenvolvimento em ritmo acelerado, deve-se ter em mente que o processo de transformação tende a ser cumulativo e a rota de expansão apresenta dependência de caminho, o que sugere que a centralização e as fontes convencionais permanecerão no horizonte por um longo tempo.

### Referências:

GREEN, R.; STAFFELL, I. (2017). “Prosumage” and the British Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, No. 1.

GUI, E.; MACGILL, I. (2018). Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges. *Energy Research & Social Science*, 35: 94-107.

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90: 402-411.

HOJCKOVÁ, K.; SANDÉM, B.; AHLBORG, H. (2018). Three electricity futures: Monitoring the emergence of alternative system architectures. *Futures*, 98: 72-89.

LOMBARDI, P.; SCHWABE, F. (2017). Sharing economy as a new business model for energy storage systems. *Applied Energy*, 188: 485-496.

MCKENNA, R. (2018). The double-edged sword of decentralized energy autonomy. *Energy Policy*, 113: 747-750.

MENGELKAMP, E.; [GÄRTNER, J.](#); [ROCK, K.](#); [KESSLER, S.](#); [ORSINI, L.](#); [WEINHARDT, C.](#) (2018). Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210: 870-880.

MUNSON, R. (2005). *From Edison to Enron: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity*. Praeger.

PARAG, Y.; SOVACOO, B. (2016). Electricity market design for the prosumer era. *Perspective, Nature Energy*.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. (2016). *Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. MIT/Comillas.

# Os princípios e as distorções da política de preços dos combustíveis

**Por Helder Queiroz**

Como destaca o Professor Jean-Marie Martin na primeira frase do seu livro sobre economia e política da energia: “todos os Estados nacionais, inclusive os mais ardentes defensores do liberalismo econômico, se preocupam com o abastecimento energético”[1]. No plano internacional, não faltam exemplos, em países industrializados e emergentes, que revelam que problemas ou rupturas dos fluxos de suprimento de energia costumam ter impactos econômicos e sociais graves, com repercussões significativas e negativas para as autoridades governamentais.

O estopim da crise de maio de 2018 no Brasil, deslançada pela greve dos caminhoneiros, tem sua raiz fundamental na ausência de diretrizes claras de política energética, bem como da falta de instrumentos de política consistentes.

De maneira esquemática, a política energética se articula em torno: i) da segurança do abastecimento de energia; e ii) do uso racional e eficiente dos recursos naturais. Para tal, os governos, de uma forma geral, dispõem de instrumentos como as políticas de tributação das fontes de energia, as políticas de preços e os subsídios e incentivos que permitem, em última instância, promover, por exemplo, o desenvolvimento de determinadas fontes de energia em detrimento de outras, consideradas mais caras e/ou mais poluentes; ou ainda orientar programas redistributivos de natureza social e/ou regional.

No caso da crise atual ficou evidenciada a ausência de uma política de preços governamental que pudesse dar conta das especificidades da oferta e da demanda de combustíveis no Brasil, bem como da evolução recente da indústria petrolífera nacional.

Desde o início do governo Michel Temer, a tarefa governamental de formular e implementar a política de preços foi totalmente entregue à Petrobras que, como se sabe, detém o monopólio das atividades de refino. É fato que a empresa foi prejudicada em período recente, em particular no período 2009-2014, pelo fato dos governos Lula e Dilma Roussef terem interferido nos reajustes de preços ex-refinaria visando controlar a inflação. Posteriormente, após a queda dos preços no mercado internacional, ainda no segundo mandato de Dilma Roussef, o governo “fechou os olhos” e, não obstante a forte queda dos preços internacionais do petróleo, permitiu que a Petrobras continuasse com preços acima do mercado internacional.

Isto posto, cabe avaliar aqui os princípios e a forma de implementação e as distorções causadas pela política de preços praticada pela Petrobras desde 2016.

## ***Os Princípios da Política de Preços da Petrobras***

A partir de 2016, já sob a Presidência de Pedro Parente, a Petrobras anunciou a sua nova política de preços. Cabe lembrar aqui, em primeiro lugar, as principais decisões tomadas pela empresa com relação aos preços do diesel e da gasolina. No dia 14 de outubro de 2016 a política da Petrobras, definida como “estritamente empresarial”, e seguindo a paridade internacional. No comunicado da empresa foi destacado que *“a principal diferença em relação ao que ocorre hoje é o prazo para os ajustes em relação ao mercado internacional. A nova política prevê avaliações para revisões de preços **pelo menos uma vez por mês (grifo nosso)**. É importante ressaltar que, como o valor desses combustíveis acompanhará a tendência do mercado internacional, poderá haver manutenção, redução ou aumento nos preços praticados nas refinarias.[2]”* A primeira alteração dos preços, sob tais critérios, reduziu os preços da gasolina e do diesel nas refinarias, respectivamente em 3,2% e 2,7%.

Entretanto, em 30 de junho de 2017, a empresa anunciou a revisão de sua política, em particular no que concerne a frequência dos reajustes. Uma vez mais destacou em comunicado que *“Diretoria Executiva aprovou, ontem, a revisão da política de preços de diesel e gasolina comercializados em nossas refinarias, visando aumentar a frequência de ajustes nos preços, que passará a vigorar na próxima segunda-feira, dia 3 de julho. A partir desta data, nossa área técnica de marketing e comercialização terá **delegação para realizar ajustes nos preços, a qualquer momento, inclusive diariamente (grifo nosso)**, desde que os reajustes acumulados por produto estejam, na média Brasil, dentro de uma faixa determinada (-7% a +7%), respeitando a margem estabelecida pelo Grupo Executivo de Mercado e Preços (GEMP). Qualquer alteração fora dessa faixa terá que ser autorizada pelo GEMP....”*.

E na sequência do mesmo comunicado apontou que *“a **revisão da política aprovada permitirá maior aderência dos preços do mercado doméstico ao mercado internacional no curto prazo e possibilitará a companhia competir de maneira mais ágil e eficiente” [3](grifo do próprio comunicado da empresa)**.*

Com relação aos princípios é correto perseguir o alinhamento dos preços domésticos com relação aos preços internacionais. Contudo, tal alinhamento não significa necessariamente fixar os preços no “patamar internacional”, até porque além de oscilarem, os preços obedecem, como deve ser, às estruturas de oferta e de demanda. E elas são muito diferentes de um país a outro, além de serem influenciadas por suas respectivas dotação de recursos energéticos e graus de dependência e vulnerabilidade energéticas. Desse modo, o que se entende por alinhamento aqui diz respeito à observação, acompanhamento e fixação de preços que obedecem, numa periodicidade definida, o sentido das flutuações (para cima ou para baixo).

Assim, preços corretamente alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais, e revisados com periodicidade pré-determinada (mensal, quinzenal, etc..), fornecem transparência e sinais corretos

tanto para as decisões dos consumidores, quanto para as decisões de investimento das empresas no *downstream*.

Sem transparência e previsibilidade com relação ao comportamento dos preços, se inviabiliza, por exemplo, a possibilidade de uma empresa entrante estabelecer um cálculo econômico que aponte uma taxa de retorno adequada num investimento tão intensivo em capital e de longo tempo de maturação, como o requerido na indústria do refino. Logo, não é por acaso que este segmento, sua infraestrutura e a logística para movimentação de produtos permanecem fortemente concentrados com monopólio da Petrobras. A incerteza histórica com relação ao comportamento dos preços domésticos inibe a entrada de outros agentes.

A Petrobras vinha cumprindo, a partir do primeiro comunicado, o que fora por ela anunciado em matéria de revisão/reajuste dos preços dos derivados. Tal prática permitiu, inclusive, sinalizar projetos de parcerias com outros agentes econômicos no refino, além de suscitar a possibilidade de investimento de potenciais entrantes. No entanto, se por um lado, isto pode objetivamente servir aos interesses da empresa, por outro, se revelou insuficiente para os interesses da indústria e, sobretudo dos consumidores.

### ***Os Problemas da Política de Preços da Petrobras***

O principal equívoco cometido da Petrobras foi precisamente o aumento da frequência de reajustes que se tornaram diários nos últimos meses, e não resistiu ao teste de estresse, quando o câmbio se desvalorizou e, simultaneamente, os preços do petróleo subiram com mais vigor nos primeiros vinte dias de maio de 2018. Não obstante perseguir o alinhamento aos preços internacionais, tal prática simplesmente ignorou as características e o peso do transporte rodoviário no Brasil. A intervenção do governo Temer decretou o fim desta prática, pois os preços após um período de congelamento passaram a ser reajustados mensalmente. E tal intervenção minou seriamente a credibilidade da empresa numa etapa importante de seu processo de reestruturação financeira.

Além da ausência de sensibilidade política, a marcação de preços diários retira, de fato, a possibilidade dos consumidores de estimar corretamente os custos de frete de mercadorias num país de dimensão territorial continental e que necessita de movimentações de caminhões muitas vezes superiores a uma semana.

O que pode ensinar a experiência internacional? É importante se ter em conta que a estrutura concentrada no refino e logística de movimentação de derivados é um fator que limita os aportes da análise comparativa internacional.

A especificidade brasileira neste caso se traduz, em última instância, numa situação que envolve a presença de uma empresa que, ainda que seja estatal, detém o monopólio de um segmento crucial para toda a cadeia petrolífera. Em outros países, como por exemplo na Europa, a presença de mais de uma empresa atuando no refino e/ou na importação de derivados funciona, através da competição em oligopólios nacionais ou regionais, como um amortecedor das



flutuações dos preços do petróleo, pois os refinadores competem por *market share*.

Assim, nem todos repassam para os preços, no mesmo montante e ao mesmo tempo, as oscilações dos preços da matéria-prima. Até porque se assim o fizerem também podem ser investigadas pelas autoridades de defesa da concorrência por ação coordenada na formação de preços. Nos EUA, o mercado é ainda menos concentrado e, embora os preços estejam corretamente alinhados, também nem todos os agentes reajustam da mesma forma e ao mesmo tempo. É claro que, tomados os preços a partir de uma amostra representativa, o valor encontrado, na média, tende a variar dia-a-dia. Mas isso não significa que todos os agentes econômicos reajustem diariamente seus preços.

A outra lição internacional remete à citação de Martin apresentada no início deste texto. Políticas de preços são instrumentos de política energética e envolvem o uso da estrutura tributária, presente nos preços de derivados de todos os países, que têm sempre fins redistributivos, sejam entre os diferentes agentes econômicos, sociais ou regionais. Apesar de existir uma carga de tributos elevada, não existe no Brasil uma política funcional de preços dos derivados e, portanto, a arrecadação serve primariamente a necessidades fiscais.

### ***Emendas piores que os Sonetos***

Se no governo Dilma Roussef, o represamento dos preços implicou em perdas financeiras para a Petrobras, já no governo Michel Temer, ao “terceirizar” integralmente a questão dos preços à Petrobras, o governo, num primeiro momento, ignorou as especificidades da indústria e dos consumidores. E conseguiu agravar o quadro ao decretar, na prática, o fim da política de preços da Petrobras e tentar, tardiamente, “formular” uma alternativa em matéria de política de preços.

As medidas tomadas e os benefícios concedidos à categoria dos caminhoneiros revelaram uma grande desarticulação inter-ministerial. Além do elevado impacto fiscal, a decisão de congelar temporariamente os preços transfere e agrava o problema para os próximos meses. Ao atrelar o montante de subsídios aos preços do petróleo e ao câmbio, o governo Temer ampliou gravemente a incerteza com relação às condições fiscais de seu governo.

Além disso, a medida referente a uma esperada redução de R\$ 0,46 nas bombas é de difícil supervisão, dado que o país tem cerca de 40.000 postos. Mas além disso, ela ignora que os preços de revenda são livres e variam de um bairro a outro, de uma cidade a outra e de um estado a outro (em particular devido as diferentes alíquotas de ICMS cobradas). Desse modo, um valor fixo tem pesos distintos em cada localidade.

No plano da estrutura tributária, o governo adotou a medida mais rápida zerando a CIDE e reduzindo o PIS/COFINS, renunciando à arrecadação e, como dito, agravando o déficit do Tesouro.

A saída de tal contexto se tornou absolutamente incerta. O governo Temer já demonstrou não estar preparado para lidar com a situação, seja por incompetência técnica, seja por fragilidade política.

Assim, o novo governo que sairá das eleições terá um passivo imenso para enfrentar no dia seguinte de sua posse. Na agenda seguramente estará a necessidade urgente de desenhar uma política de preços completa para o segmento de combustíveis e não apenas para o diesel. Isso impõe a análise criteriosa da estrutura de tributos, possibilitando uma maior transparência dos preços relativos, bem como do exame de eventuais subsídios a serem retirados ou propostos. Além do correto entendimento das especificidades da indústria de petróleo, derivados e biocombustíveis no Brasil, tal agenda deve estar norteadada por uma ideia clara da estrutura de mercado que se quer, dos potenciais espaços de competição e da necessidade imperiosa de atração de investimentos para o país.

Não há dificuldade técnica para desenhar uma política de preços para os combustíveis no Brasil. Inúmeros exemplos de aplicação estão disponíveis internacionalmente e suas virtudes e problemas são sobejamente conhecidos. Portanto, a elaboração de uma política de preços “partindo do zero” ou a eventual adaptação de experiências internacionais à realidade brasileira não é uma tarefa difícil de ser concretizada nos campos setorial, regulatório e institucional. Mas precisa ser enfrentada em sua completude; de preferência a partir de um correto diagnóstico, rigor nos métodos e diretrizes claras a serem perseguidas.

#### **Notas:**

[1] *“Tous les États nationaux, y compris les plus ardentes défenseurs du libéralisme économique, se préoccupent de l’approvisionnement énergétique”* MARTIN, J. M. *Économie et Politique de l’Énergie* Paris : Éditions Armand Colin, 1992., p.5

[2] Disponível no site da empresa, publicado em 14/10/2016, acesso em 28/5/2018 : <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>

[3] Disponível no site da empresa, publicado em 30/06/2016, acesso em 28/5/2018 : <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/revisao-da-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>

# Desmistificando a crise do diesel

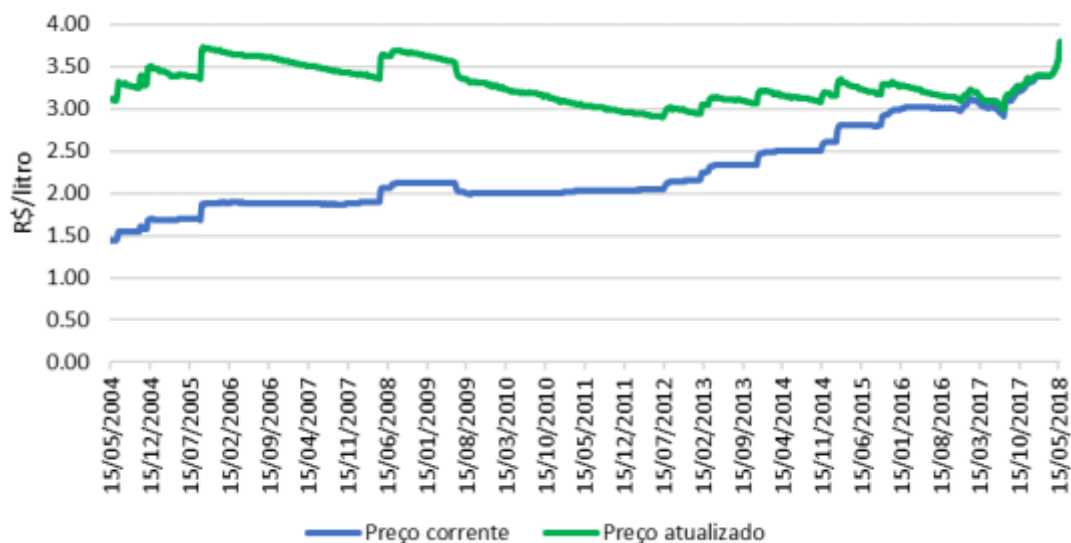
**Por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann**

Como apontado no anterior deste boletim, “Os princípios e as distorções da política de preços dos combustíveis”, de Helder Queiroz, a política de preços da Petrobras baseada em alinhamento de curto prazo aos preços internacionais de derivados não passou no “teste de estresse”. Variações diárias em um preço tão fundamental para economia brasileira, como o diesel, mostraram seu efeito desestruturante.

É preciso destacar que a inadequação da política foi constatada por efeito da combinação de volatilidade e da tendência de alta de preços. A volatilidade de preços implica em falta de previsibilidade para precificação ao longo da cadeia produtiva. No entanto, se a volatilidade ocorre em torno da mesma média os ganhos seriam compensados por perdas com o passar no tempo. Quando a tendência é de alta, não ocorre essa compensação, gerando perdas e insatisfação. Foi essa combinação que ocorreu no último mês de maio, variações frequentes com tendência de alta (Figura 1). A mobilização dos caminhoneiros iniciou na segunda-feira, 21 de maio, após o quinto aumento consecutivo no preço do diesel em menos de uma semana. Acumulando um aumento de 5,85% no preço comercializado pela Petrobras em suas refinarias, entre o dia 15 e 19 de maio.

No entanto, observando a Figura 1, podemos constatar que apesar do preço do diesel ter alcançado o maior valor da série histórica em termos reais no final de maio (R\$ 3,79), valores bastante semelhantes ocorreram anteriormente em 2005 e 2008, quando a periodicidade de ajustes era menos frequente, sem causar as perturbações atuais.

**Figura 1. Evolução dos Preços Médios Semanais do Diesel no Brasil em Termos Correntes e Reais (preços de 2018).**

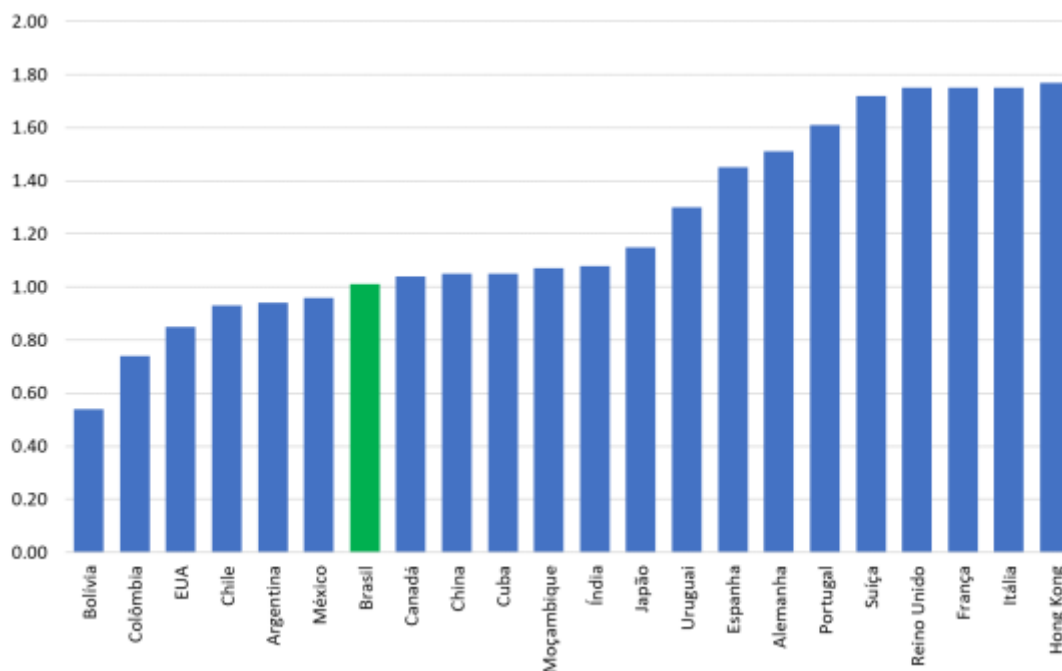


Nota: preços atualizados para maio de 2018 pelo IPCA.

Fonte: Elaboração própria. Dados ANP e Ipeadata.

Comparando com outros países (Figura 2), o preço do óleo diesel no Brasil se situa em uma posição intermediária. Com o litro a US\$ 1,01, o país ocupa a 79ª posição em uma lista com 166 países (Globalpetrolprices, 2018).

**Figura 2. Ranking de Preço do Óleo Diesel por País (US\$/l) em 28 de maio de 2018**



Fonte: Elaboração própria com dados de Globalpetrolprices (2018)

O efeito disruptivo da volatilidade decorre de restrições para o repasse das variações constantes ao longo da cadeia produtiva. Os reajustes quase que diários da Petrobras revelaram um problema de assimetria na transmissão dos preços ao longo da cadeia produtiva dos combustíveis – produção, distribuição e revenda. Aspecto que já foi tratado em Rodrigues & Losekann (Rodrigues & Losekann, 2017). Todavia, os impactos mais sensíveis no caso do diesel ocorrem nos encadeamentos posteriores, onde há rigidez para o repasse.

A assimetria de preços decorre de características institucionais e da intensidade competitiva. No caso do transporte de cargas, o custo do diesel representa cerca de 30% do custo total em cargas de longa distância (NCT, 2017), e as condições de mercado, que não são favoráveis ao repasse.

O setor de transporte rodoviário enfrenta dificuldades devido à desaceleração da atividade econômica, com menor volume transportado de carga, e um excesso de oferta de caminhões, após vários anos de incentivo ao crédito. A redução da alíquota do imposto sobre produtos industrializados (IPI) [1] em 2009 e repetida em 2012 e 2014, e a criação de novas linhas de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) destinadas a financiar a aquisição de máquinas e equipamentos, incluindo ônibus e caminhões, estimularam as vendas de caminhões. Como resultado, entre 2010 e 2018, foram licenciados mais de 956 mil novos caminhões (ANFAVEA, 2018).

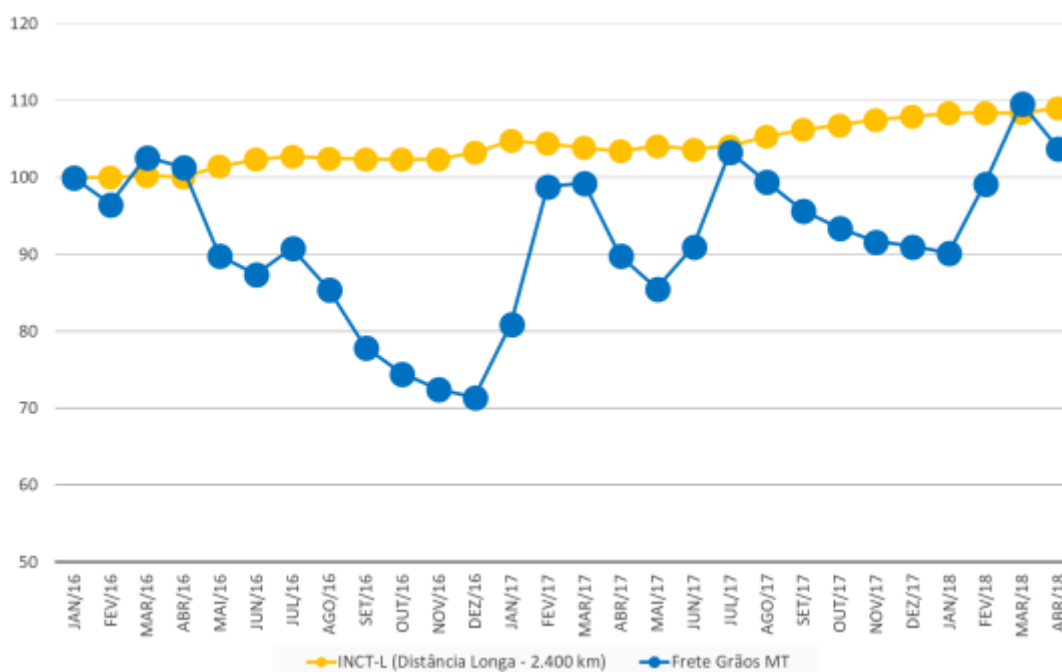
A aquisição de novos caminhões aumentou a frota circulante, que em 2017 totalizou 2 milhões de caminhões, um aumento de 30% em relação a frota registrada em 2010, segundo levantamento do Sindipeças (2018). Por conta da

forte competição no mercado de frete, os transportadores enfrentam dificuldades para repassar as elevações dos custos ao preço do frete [2]. Segundo a pesquisa realizada em janeiro de 2017 pela Associação Nacional do Transporte de Cargas e Logística (NTC&Logística) em conjunto com a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), existe uma defasagem média

de 13,95% no transporte de cargas fracionadas e de 20,60% na carga lotação (NCT, 2018).

A defasagem do preço do frete em relação aos custos de transporte de carga pode ser observada na Figura 3, que apresenta a evolução do preço médio do frete para transporte de grãos no Estado do Mato Grosso (MT) e o Índice Nacional de Custo do Transporte de Carga Lotação (INCT-L) calculado pelo CNT (2018).

**Figura 3. Relação Entre o Índice do Custo do Frete de grãos no MT e o Índice Nacional de Custo do Transporte de Carga Lotação (INCT-L)**



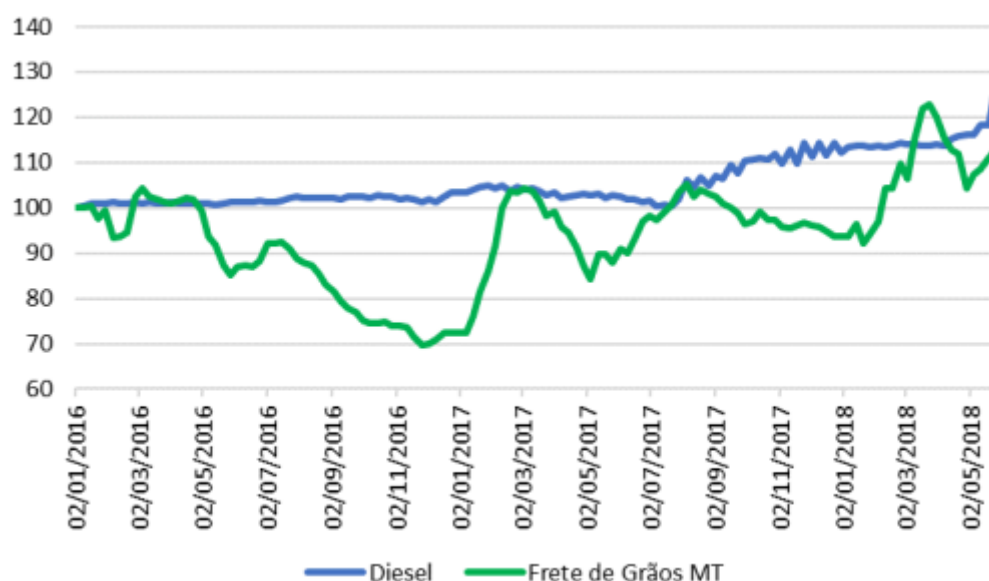
Fonte: Elaboração própria com dados de NCT (2018) e IMEA (2018)

Segundo o IMEA (2010), o Mato Grosso é o maior produtor de soja do Brasil, exporta 80% da produção, e é o estado com maior custo de frete. Os produtores que estão em Sorriso (MT), principal polo produtor de soja do Estado, que fica a 2.282 km do Porto de Paranaguá (PR), têm um custo de US\$ 97 por tonelada de soja transportada por rodovia.

O último levantamento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2018) aponta que o Mato Grosso tem o terceiro preço do diesel mais caro do Brasil, a R\$ 3,75 (Preço médio de janeiro a abril de 2018). O estado perde apenas para o Acre (R\$ 4,15) e Amapá (R\$ 3,87).

A Figura 4 indica que os preços do transporte de grãos no Mato Grosso não têm sido capazes de acompanhar os preços do diesel nos últimos dois anos. Durante a maior parte do período, a evolução dos preços dos fretes foi inferior à dos preços do diesel. No mês de maio, observa-se que o preço do diesel descola do preço do frete. O aumento acumulado do preço do diesel nas últimas três semanas de maio foi de 9,2%, bem superior aos 5,0% do aumento do preço dos fretes para transporte de grãos.

**Figura 4. Evolução dos Índices de Preços Semanais do Transporte de Grãos e do Diesel no Estado de Mato Grosso: 01/2016 – 05/2018 (1ª semana de 2016 = 100)**



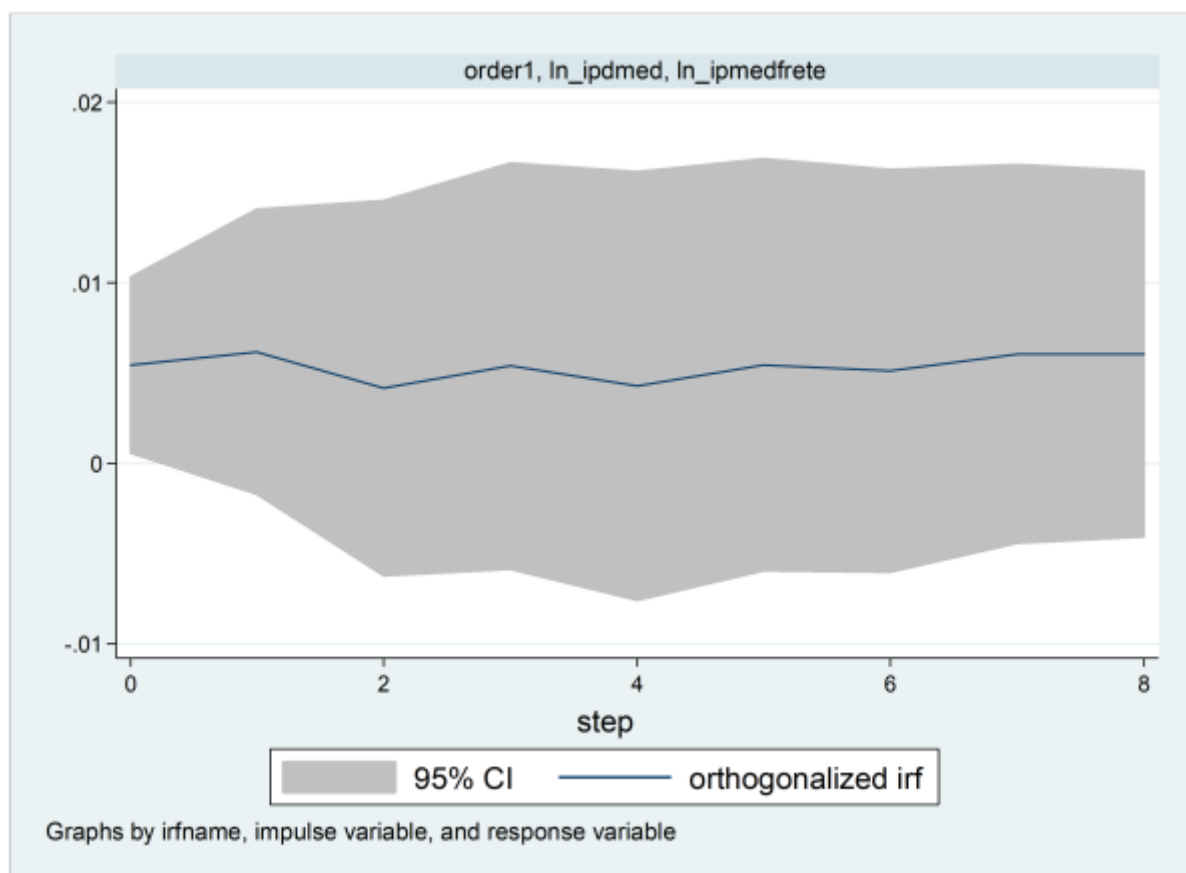
Notas: Índice de preço do diesel foi construído a partir dos preços médios semanais no estado do Mato Grosso. Índice de preço do transporte de grãos foi construído a partir dos preços médios semanais das cargas partindo do estado do Mato Grosso para os portos divulgados pelo IMEA.

Fonte: Elaboração própria.

A resposta dos preços do transporte de cargas frente a choques no preço do óleo diesel pode ser avaliada de uma forma mais rigorosa. Para tanto estimamos o modelo Vetor auto-regressivo (VAR) para o caso do estado do Mato Grosso. O modelo VAR utilizado tem como dados de entrada as séries de preço do óleo diesel (ANP, 2018) e de preço do frete de grãos no MT (IMEA, 2018) no período entre a primeira semana de janeiro de 2016 a segunda semana de maio de 2018. Os preços foram trazidos como índice a uma data específica (1ª semana de 2016), cujos valores nominais – deflacionados pelo IPC-S (IBRE, 2018) – passaram por transformação logarítmica antes de serem utilizados no modelo.

O resultado daí advindo pode dar uma ideia mais clara a respeito da velocidade de ajuste desse setor a aumentos no preço do óleo diesel. O resultado da estimação está apresentado na Figura 5, por meio da função impulso-resposta.

**Figura 5. Função Impulso-Resposta do Preço do Frete de Grãos no Mato Grosso a Choques no Preço do Óleo Diesel.**



Fonte: resultados da pesquisa

No exercício, considera-se uma situação hipotética inicial de equilíbrio (representada pela origem do gráfico), onde não ocorre nenhum choque no preço do diesel. A partir daí, estima-se a resposta dinâmica do índice de preço do frete considerando um choque originado a partir do índice de preço do óleo diesel.

O gráfico mostra que, em resposta a um choque no preço do óleo diesel, o preço do frete de grãos no MT, apesar de aumentar inicialmente, permanece abaixo do valor de equilíbrio de longo prazo (a linha correspondente à origem do gráfico) por cerca de duas semanas para, em seguida, apresentar leve oscilações ao longo do período restante. O preço do frete retorna ao nível inicial de equilíbrio após um período de aproximadamente oito semanas. Ou seja, há rigidez na assimetria de transmissão de preço que acarreta em um prazo relativamente longo de ajuste ao preço do diesel.

### Considerações e Reflexões

Após 11 dias de paralisação nas rodovias, o governo brasileiro atendeu às demandas dos caminhoneiros com um conjunto de medidas. Foram concedidas reduções tributárias (eliminação da CIDE e redução do PIS Confins) e a



Petrobras estabeleceu um desconto temporário [3] que implicariam em uma redução de R\$ 0,46 no preço do diesel. Já foi anunciado que as variações do preço do diesel passariam a ser mensais e o governo está estudando alternativas junto à Petrobras para a implementação dessa sistemática.

Se repetido o consumo de diesel do ano de 2017 nos meses que restam até o final de 2018, a redução de 46 centavos custaria ao governo e Petrobras R\$ 15,3 bilhões em 2018. Em uma situação de aperto fiscal, esse gasto implicaria em redução de recursos para setores prioritários como Educação e Saúde.

Além da redução do preço do diesel, foram assinadas três medidas provisórias [4], uma delas cria uma tabela mínima para o preço do frete. Mesmo com os benefícios, é incerto o benefício dos caminhoneiros, principalmente os autônomos. Com o excesso de oferta, o preço mínimo do frete tende a deixar uma parte da frota ociosa. Sem poder oferecer descontos os caminhoneiros autônomos perdem competitividade em relação às empresas de transporte. A análise desenvolvida aponta que o excesso de concorrência tende manter o problema de sub-remuneração dos caminhoneiros. Esse problema deveria ser enfrentado com uma política específica para esse segmento e não através de subsídios no combustível.

Certamente, a principal vítima dessa crise será a Petrobras. A empresa, que vinha em recuperação financeira, reduzindo sua elevada dívida (R\$ 340 bilhões no 1º trimestre de 2018), teve os pilares fundamentais de sua estratégia abalados, incluindo a renúncia de seu presidente. No dia da renúncia, a perda de valor de mercado da empresa desde o início da crise foi de R\$ 133,7 bilhões. Com o aumento de seu custo de capital e a dificuldade de atrair parceiros, a retomada de investimentos essenciais no setor, como para a finalização da refinaria de Itaboraí, se torna menos provável.

Ainda que a política de preços com ajustes diários tenha se mostrado insustentável, é essencial que as mudanças preservem a capacidade de geração de caixa da Petrobras. Ou seja, os preços dos combustíveis devem manter no médio e longo prazo o alinhamento com os preços internacionais. A renda petrolífera (diferencial entre preço e custo de produção) deve ser utilizada para recuperar a empresa e relançar investimentos. A prática de preços inferiores ao mercado internacional teve um efeito danoso à empresa entre 2011 e 2013. É bom lembrar que, no caso do setor elétrico, a MP 579 (depois lei 12.783/2013) retirou a renda hidráulica das empresas de geração e teve efeito devastador na Eletrobrás. Esse caminho não deve ser repetido com a Petrobras.

### **Bibliografia:**

ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (2018). Anuário da Indústria Automobilística 2015. São Paulo: ANFAVEA.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018). Série Histórica de Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis. Rio de Janeiro. Disponível em Acesso em dezembro: 2018.

BRASIL (2008). Medida Provisória N° 451. Disponível em . Acessado em: março, 2016.

IBRE (2018). Índice de Preço ao Consumidor Semanal. Disponível em Acessado em: junho, 2018.

NCT. 2017. Brasil Transportes. Edição Anual 2016 -2017. São Paulo. Disponível em . Acessado em: junho, 2018.

NCT. 2018. COMUNICADO CONET DE FEVEREIRO 2018. Disponível em . Acessado em: junho, 2018.

Rodrigues, N. & Losekann, L. 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, 2017.

SINDIPEÇAS (2018). Estudo da Frota Circulante Brasileira. Disponível em . Acessado em: junho, 2018.

IMEA (2018). 1 a Estimativa de Oferta e Demanda da soja em grão em 2018 para Mato Grosso. Disponível em . Acessado em: junho, 2018.

IMEA (2010). Agronegócio no Brasil e no Mato Grosso. Disponível em . Acessado em: junho, 2018.

#### **Notas:**

[1] O IPI de caminhões, reboques e semirreboques diminuiu de 5% para zero, e dos comerciais leves de 8% para 1% (BRASIL, 2008).

[2] Os principais insumos desta atividade são a mão de obra, o veículo e o combustível, além de impostos e das despesas administrativas. O peso dos combustíveis nos custos de transporte varia com a distância, quanto maior for a distância rodada maior o impacto sob custos. O efeito pode variar entre 19% a 30% de acordo com a distância percorrida. O menor impacto é estimado para percursos muito curtos (de até 50 quilômetros). O maior, para viagens muito longas (de mais de 6 mil quilômetros) (NCT, 2017).

[3] Após os trinta dias de desconto da Petrobras, o governo manteria a redução com subvenções.

[4] A primeira medida provisória [MP] isenta a cobrança de pedágio pelo eixo suspenso de caminhões em rodovias municipais, estaduais e federais. A segunda MP reserva 30% do frete da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab) para os caminhoneiros autônomos. A terceira MP cria uma tabela mínima para o preço do frete.

# A encruzilhada chegou: para onde vai a política de precificação dos combustíveis no Brasil?

Por Edmar de Almeida e Gustavo Soares

Em 2012, em plena euforia da descoberta do Pré-sal, escrevemos um artigo no Boletim Infopetro intitulado “A encruzilhada da política de precificação dos combustíveis no Brasil”, onde chamávamos atenção para o fato de que a autossuficiência na produção de petróleo e a perspectiva do Brasil se tornar um grande exportador tenderiam a criar um grande desafio para política energética nacional: a tentação política de praticar preços de combustíveis no país abaixo dos praticados no mercado internacional (Almeida, 2012).

Este tema esteve latente na política energética nacional. Após a liberalização total dos preços em janeiro de 2003, o governo passou a estabelecer uma influência indireta no estabelecimento dos preços, através da Petrobras. A política de preços era oficialmente de alinhamento dos preços domésticos aos preços internacionais. Entretanto, os reajustes para a busca de tal alinhamento era coordenado e autorizado pelo governo. Esta política se esgotou durante o governo da presidente Dilma, que decidiu incluir os preços dos derivados de petróleo (oficialmente livres) na sua política de controle de preços administrados para combater a inflação (Oliveira e Almeida, 2015).

A política de controle de preços administrados foi desastrosa para a Petrobras. No período de 2010 a 2014 os preços do petróleo no mercado internacional se sustentaram num patamar elevado (em torno de 100 dólares o barril) no mercado internacional. Entretanto, os preços dos derivados ficaram num patamar bem abaixo deste nível no Brasil. Com consequência, a Petrobras deixou de receber um total de 55 bilhões de dólares em receitas por vender produtos no Brasil mais abaixo do patamar internacional neste período (Almeida, Oliveira e Losekann, 2015). Esta receita frustrada representou o principal fator de levou a empresa à lona com a queda dos preços do petróleo no mercado internacional a partir de 2015.

Além de contribuir decisivamente para a crise financeira da Petrobras, a política de intervenção nos preços pelo governo federal inviabilizou a entrada de agentes privados no segmento do refino. Desta forma, todos os investimentos para a necessária expansão do parque de refino nacional estavam sendo levados a cabo pela Petrobras. A crise financeira da empresa a partir de 2015 interrompeu o esforço da Petrobras para expandir o parque de refino nacional.

A administração de Pedro Parente lançou um planejamento estratégico de reestruturação do segmento de *downstream* nacional, com vistas a atrair parceiros privados visando a conclusão das obras paradas e a diversificação do número de players no setor. Para isto, era necessário eliminar os riscos para a participação privada no setor, associada à intervenção discricionária do governo federal nos preços dos principais derivados. A solução encontrada para eliminar

tal risco foi dar transparência ao processo de precificação dos combustíveis através da prática de alinhamento diário dos preços ao mercado internacional.

A greve dos caminhoneiros colocou em cheque esta política. Uma enorme pressão política se formou para que o país passasse a subsidiar os combustíveis, através da redução de impostos e mesmo através da venda pela Petrobras por preços menores que o mercado internacional. Importantes forças políticas de espectros políticos opostos sucumbiram à mesma tentação da solução fácil dos subsídios aos preços dos combustíveis. Uma estranha convergência com base na ideia de que preços de mercado dos combustíveis já não representam o interesse nacional, já que o país agora é exportador de petróleo.

O debate que se desenvolveu durante e após a greve dos caminhoneiros foi confuso, apressado e superficial. Medidas adotadas às pressas para acalmar os ânimos ignoraram totalmente a atual forma de organização do mercado de combustíveis, bem como o arcabouço tributário e regulatório do setor. Prometeu-se redução de preços por decreto, num setor de enorme complexidade, aberto à competição e com grande diversidade de atores (com única exceção do segmento do refino).

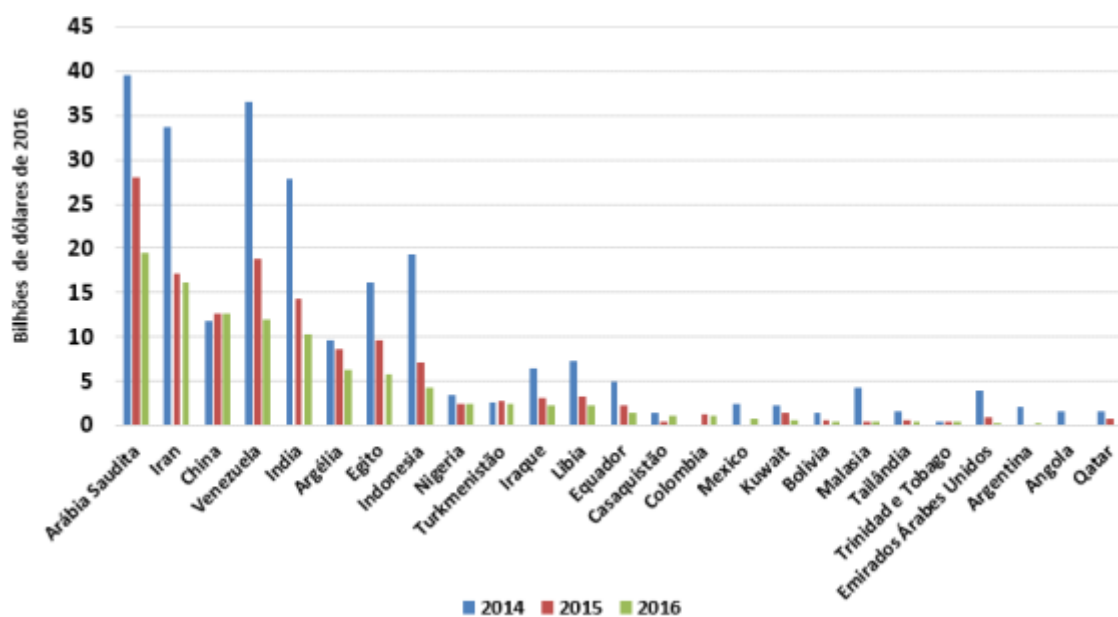
A política nacional de petróleo encontra-se numa encruzilhada entre avançar na promoção da competição no setor de combustíveis ou voltar a caminhar em direção ao contexto de monopólio que vigorou até 1995. A escolha de subsidiar os combustíveis, em particular através da imposição de preços à Petrobras abaixo do mercado internacional, é totalmente incompatível com a concorrência no setor. Ambos os caminhos vão exigir um grande esforço do governo na implementação de uma agenda regulatória.

Quais lições podemos tirar a experiência internacional?

Os subsídios aos combustíveis fósseis estão fora da moda nas políticas energéticas nacionais. Em recente estudo o Banco Mundial ressaltou que a queda dos preços petróleo a partir de 2014 gerou uma onda de revisão das políticas de subsídios aos derivados de petróleo nos países em desenvolvimento Kajima (2016). Por sua vez, a disseminação de políticas de promoção de combustíveis alternativos no transporte com vistas à transição energética vem contribuindo para reforçar a taxaço aos derivados nos países desenvolvidos.

Entretanto, os combustíveis fósseis ainda são muito subsidiados. Estes subsídios acontecem principalmente nos países em desenvolvimento que são grandes exportadores de petróleo (ver gráfico 1). Segundo a IEA (2018), cerca de 470 bilhões de dólares foram gastos com subsídios aos derivados do petróleo entre os anos de 2014 e 2016(1). Vale ressaltar que o montante de subsídios anuais caiu após 2014 em função da redução do preço do petróleo e da implementação de políticas de corte de subsídios.

Gráfico 1 – Subsídios aos Derivados de Petróleo entre de 2014 a 2016



Fonte: IEA (2018)

Além de ir na contramão das iniciativas voltadas para o desenvolvimento das energias renováveis, há forte evidência de que subsídios e controles de preços dos combustíveis fósseis geram mais problemas que soluções. Em primeiro lugar, em geral os subsídios aos combustíveis em países em desenvolvimento apresentam impactos nefastos sobre já ruim distribuição de renda. Del Granado et. al. (2012) chamam a atenção para o efeito vazamento dos subsídios para as faixas de maior renda que consomem mais intensivamente os derivados de petróleo.

Em segundo lugar, as políticas de subsídios frequentemente geram, ou reforçam, concentração de mercado. Geralmente, quando há a presença de uma grande empresa estatal, responsável por aplicar a política de subsídios, prática comum de estados com problemas fiscais, cria-se uma competição desleal, onde os agentes privados não possuem capacidade de concorrer no mercado. Assim, os custos da garantia do suprimento dos derivados recaem exclusivamente sobre o Estado, com impactos fiscais importantes.

Vale ressaltar ainda que os controles de preços acabam gerando grandes diferenciais de preços entre os produtos ou para um mesmo produto comercializado entre setores e/ou regiões, criando forte incentivo a práticas comerciais desleais como adulterações de combustíveis com preços mais elevados e arbitragens com a venda dos combustíveis.

Por fim, quando há longos períodos de controle de preço, uma tentativa de liberalização dos preços pode ser dificultada pois o ajuste necessário pode ser significativo, o que torna a liberalização extremamente impopular.

As razões acima levaram a cúpula do G20 a se comprometer com a promoção de políticas para eliminar os subsídios aos combustíveis fósseis. Assim, muitos dos

países que hoje subsidiam os combustíveis lutam para rever esta política e reestruturar o segmento do *downstream*. Porém, uma vez adotado os subsídios é politicamente muito difícil reverter esta política. Em muitos países produtores de petróleo, o consumo de combustíveis a preços subsidiados passa a ser visto como um direito social(2).

O subsídio aos combustíveis pode se tornar uma verdadeira armadilha. Ao invés de aumentar o bem-estar da população, gera maiores distorções e prejuízos sociais. A situação é dificultada pela inflexibilidade de se rever políticas de controle de preços dado o seu caráter impopular.

O esforço para desmontar a política de subsídios, levou o desenvolvimento de algumas políticas alternativas. Este foi o caso da criação de fundos de estabilização de preços, que se tornaram populares nos anos 1990 e 2000. A ideia central é gerar um fundo com impostos arrecadados, quando os preços internacionais dos combustíveis estão baixos, e subsidiar o preço do combustível, com o fundo acumulado, quando os preços internacionais estão elevados. Na nossa região, Chile e Peru são exemplos de países que estabeleceram fundos de estabilização.

Estes fundos perderam relevância nos últimos anos, uma vez que várias experiências demonstraram que os mesmos acabam não atingindo seus objetivos. A premissa básica para sua implementação, a de que os preços convergem com certa regularidade para alguma média, frequentemente não se observa no mercado de petróleo. Existe uma grande dificuldade para se estimar um preço médio em determinado período, e a busca de um “preço justo” leva à um viés de fixação de preços abaixo da média real. Conseqüentemente, os fundos de estabilização tendem a requerer frequentes aportes do tesouro, com subsídios diretos do governo aos preços dos combustíveis.

O Chile, em 1991, estabeleceu seu primeiro fundo de estabilização em virtude da primeira Guerra do Golfo e a conseqüente subida dos preços internacionais. Em 2004, o fundo já estava esgotado já que a escalada dos preços se manteve constante. Em 2005, com uma nova tentativa foi criado o Fundo de Estabilização de Preços de Combustíveis Derivados do Petróleo (FEPCO). O Fundo manteve-se operante até 2010 graças ao suporte financeiro do governo chileno que em 2006 injetou US\$ 0,7 bilhões no FEPCO. O país encerrou seus fundos de estabilização e buscou a estabilização dos preços dos combustíveis por meio da cobrança de uma tarifa fixa e uma tarifa variável. A tarifa fixa é ajustada mensalmente, considerando apenas a inflação, enquanto a tarifa variável é controlada pelo governo como forma de suavizar as variações dos preços internacionais.

Peru é um exemplo de país que reviu sua política de estabilização dos preços. Seu fundo de Estabilização dos Preços dos Combustíveis (FEPC), criado em 2004, necessitou de transferências da ordem de US\$ 2,5 bilhões até 2011 para a sua manutenção. Em 2014, o fundo foi revisto como parte do acordo de Cooperação Econômica Ásia-Pacífico. Estudos realizados no âmbito do acordo concluíram que os custos do fundo superavam em demasia os seus benefícios e que seu encerramento não teria impactos inflacionários.

Giacomo et al. (2015) chama atenção para os mecanismos fiscais de estabilização de preços. De acordo com os autores, alguns países europeus (Itália, França, Portugal e Reino Unido), além de alguns estados americanos criaram impostos flutuantes visando estabilizar os preços dos combustíveis aos consumidores. Entretanto, esta experiência durou pouco e foi gradativamente abandonada pelos países nos períodos de preços baixos do petróleo. O forte impacto fiscal da redução dos impostos nos períodos de preços elevados foi a principal razão para a queda da popularidade desta opção de política de estabilização.

As dificuldades apontadas acima levaram à disseminação de esforços de liberalização do mercado de combustíveis, como aponta Kajima (2016). Neste sentido, a questão da tributação (taxação do carbono) e das políticas e instrumentos para promoção da transparência e competição no setor representam hoje os principais temas de política setorial no mercado de combustíveis fósseis.

#### Alternativas para o Brasil?

O caminho da promoção da competição, num ambiente de mercado transparente e sustentável é o único que é coerente com o esforço da política energética e ambiental do país das últimas décadas, bem como com um esforço para dar um papel relevante ao Brasil no cenário de transição energética que se desenha.

Primeiramente, é necessário dar à Petrobras a oportunidade de terminar seu ajuste econômico sem comprometer a segurança energética nacional. Para isto, é necessário atrair investimentos privados para o refino (tal como se fez para o segmento do E&P). O Brasil precisa expandir seu parque de refino para evitar que as importações de combustíveis atinjam um patamar que comprometa a segurança energética do país.

O volume investimentos necessários para dar autossuficiência ao país no refino de petróleo é muito elevado. A Petrobras não tem condições de realizar sozinha estes investimentos, sob pena de ter que abrir mão do seu protagonismo no Pré-sal. Para atrair investimentos privados é necessário eliminar o risco de manipulação dos preços pelo governo. O caminho para este cenário é a reestruturação do mercado de refino, com a promoção da competição no setor.

De forma transitória, enquanto as condições para competição no suprimento de combustíveis não forem criadas, é possível se buscar uma política de preços para disciplinar o monopólio da Petrobras. Entretanto, esta regra de preços precisa ter atributos que permita reduzir os impactos sociais da volatilidade dos preços sem comprometer o desenvolvimento de um mercado competitivo no setor de combustíveis: i) precisa ser transparente; ii) que evite a volatilidade diária dos preços; iii) que não crie distorções competitivas entre a Petrobras e concorrentes; iv) e que evite ao mesmo tempo subsídios dos contribuintes aos consumidores.

Trata-se de equação complexa cuja solução não é evidente. O estabelecimento de preço fixo mensal (ou com outra periodicidade) e um reajuste de acordo com

preços médios do período irá resultar em perdas ou ganhos para a Petrobras durante o período em que os preços estiverem fixos na refinaria. Os dois cenários (perdas ou ganhos) afetam a concorrência. A única forma de neutralizar o efeito competitivo dos preços fixos seria uma através de uma taxa variável (diária ou semanal) dos combustíveis importados. Portanto, uma política de preços que atenda aos critérios acima listados irá requerer uma concomitante revisão da política tributária do setor.

Vale ressaltar ainda, que a política de preços acima mencionada afetaria apenas os preços dos produtos importados ou na refinaria. Os preços das distribuidoras e dos postos revendedores são livres no Brasil. Desta forma, o único caminho para melhorar o funcionamento destes segmentos num contexto de concorrência é promover a transparência no mercado. Neste sentido, existem caminhos e experiências interessantes a serem seguidas. Uma delas é a criação de instrumentos para melhorar a informação aos consumidores sobre os preços e margens praticadas.

Na Alemanha, por exemplo, desde 2013 os órgãos de defesa da concorrência passaram a exigir que as alterações dos preços nas bombas sejam informadas ao regulador, através de aplicativos desenvolvidos para este fim. Esta informação é então disponibilizada online para provedores privados de informação aos consumidores<sup>(3)</sup>. Com a maior transparência do mercado observou-se uma redução da assimetria no processo de transmissão das variações dos preços no mercado internacional. Estes aplicativos permitiram ainda novas estratégias de marketing para concorrência no mercado dos combustíveis, como descontos nos horários de menor demanda, por exemplo. Certamente, inovações tecnológicas aplicadas ao mercado de combustíveis baseadas na digitalização e tecnologias da informação podem ser poderosas ferramentas para um mercado mais competitivo e eficiente, em benefício dos consumidores.

Assim, existem uma longa e complexa agenda política e regulatória pela frente. Entretanto, o primeiro passo é a decisão política quanto ao caminho a ser tomado na encruzilhada atual. O debate político que se inicia para as eleições gerais representa uma grande oportunidade para definir se o Brasil quer o caminho dos preços realistas e da concorrência ou prefere a armadilha do subsídio e do monopólio.

## Bibliografia

AGÊNCIA INTERNACIONAL DA ENERGIA- IEA (2018). Energy Subsidies. Disponível em <https://www.iea.org/statistics/resources/energysubsidies>.

ALMEIDA, E. L. F. ; COLOMER, Marcelo . “**Gas Stations**”. In: Global Law and Business. (Org.). *Brazilian Midstream and Downstream Oil and Gas*. 1ed.London: Global Law and Business, 2014, v. 1, p. 135-156.

ALMEIDA, E. L. F. ; COLOMER, Marcelo ; de Oliveira, P.V.S.C . “**Oil Products Production and Distribution in Brazil**”. In: Eduardo Pereira; Kim Talus. (Org.). *The Encyclopaedia of Oil and Gas Law*. 1ed.London: global law and business, 2015, v. 2, p. 129-148.



ALMEIDA, E. L. F., de OLIVEIRA, P.V.S.C, LOSEKANN, L. D. **Impactos da Contenção dos Preços dos Combustíveis**. *Revista de Economia Política*. São Paulo, v. 35, pg. 150, 2015.

ALMEIDA, E. A Encruzilhada da Política de Precificação de Combustíveis no Brasil. *Boletim Infopetro*, Maio/Junho, Ano 12, n. 1, 2012.

DEL GRANADO, F. J. A., COADY, D., e GILLINGHAM, R. (2012). “The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries”. *World Development* Vol. 40, No. 11, pp. 2234–2248.

GIACOMO, M., PIACENZA, M., SCERVINI, F. e TURATI, G. (2015). “Should we resurrect ‘TIPP flottante’ if oil price booms again? Specific taxes as fuel consumer price stabilizers”. *Energy Economics* 51, 544–552.

KOJIMA, Mosami (2016). “Fossil Fuel Subsidy and Pricing Policies Recent Developing Country Experience”. *Policy Research Working Paper 7531*, Banco Mundial. Disponível em <http://documents.worldbank.org/curated/pt/424341467992781075/pdf/WPS7531.pdf>

OLIVEIRA, Patricia e ALMEIDA, Edmar (2015). *Determinants of fuel price control in Brazil and price policy options*. Latin American Meeting on Energy Economics, Medellin, Colômbia.

#### Notas:

(1) Vale mencionar que tal valor é subestimado pois a IEA utiliza a metodologia price-gap que calcula o total de subsídios considerando apenas o diferencial de preços, entre o preço de referência do mercado e o preço ao consumidor final, multiplicado pelo total consumido em cada país. Isto é, a metodologia desconsidera qualquer forma de apoio que não afeta o preço final dos produtos, tais como crédito subsidiados aos produtores ou distribuição de vales de compra de combustíveis para as camadas mais pobres da população. (IEA, 2018)

(2) Ressalte-se que muitos países grandes exportadores resistiram à tentação dos subsídios. Este foi o caso da Noruega, Reino Unido e Estados Unidos.

(3) O regulador da concorrência (Bundeskartellamt) criou um departamento especializado no monitoramento do mercado de revenda de derivados (Market Transparency Unit for Fuels). Para mais detalhes confira [https://www.bundeskartellamt.de/EN/Economicsectors/MineralOil/MTU-Fuels/mtufuels\\_node.html](https://www.bundeskartellamt.de/EN/Economicsectors/MineralOil/MTU-Fuels/mtufuels_node.html)

# Adaptando estratégias para o equilíbrio do setor elétrico em tempos de incerteza

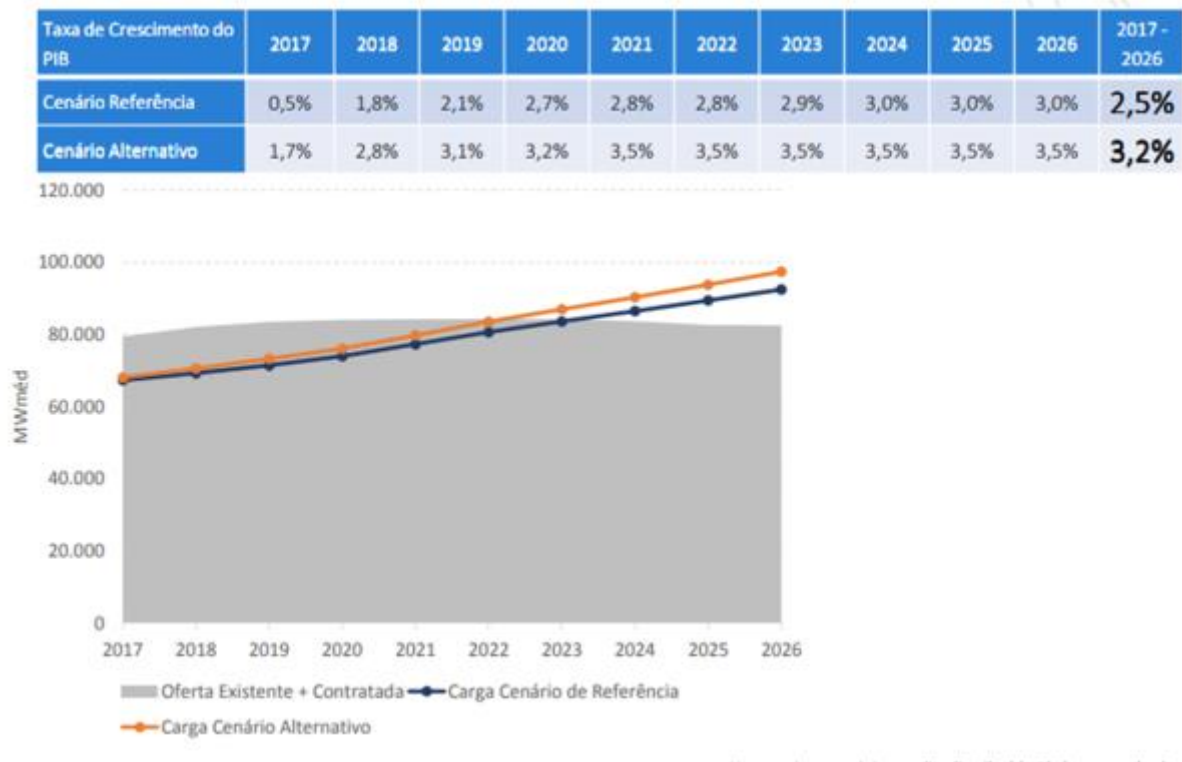
Por Clarice Ferraz

O último volume do *The Energy Journal* é integralmente dedicado aos desafios do setor energético em um mundo de incerteza. Creti, Nguyen, e Kilian (2018) destacam que somadas, e relacionadas, às transformações mundiais se encontram as mudanças específicas do setor energético. Nele, os autores destacam três fontes de incerteza: a revolução do óleo não convencional; a financeirização dos mercados futuros de energia e a provável transição para uma economia pouco intensiva em carbono, criando mais atratividade para as fontes renováveis em detrimento das fósseis.

Ao olharmos para o Brasil, às incertezas citadas acima se somam a profunda crise político-institucional e econômica, que afeta negativamente o nível de investimentos de modo geral e, em particular, o setor elétrico, cujo modelo regulatório já mostrava claros sinais de mau funcionamento. O setor elétrico carrega diversos desequilíbrios, e judicializações, e uma grande incerteza quanto à sua futura organização institucional.

O ambiente desfavorável ao investimento constitui uma ameaça à capacidade de se preencher um *gap* entre oferta e demanda de eletricidade, previsto pelo PDE 2026, para ocorrer partir de 2022/2023, se nada for feito para remediar a situação, como mostra a figura abaixo.

**Figura 1: Evolução da demanda por eletricidade – cenários alternativos EPE**



Fonte: EPE, PDE 2026

Os estudos de planejamento se dedicam a encontrar alternativas de oferta para atender à demanda futura. No entanto, em momentos e ambientes de elevada incerteza, se elevam os custos de financiamento de novos empreendimentos de geração, sobretudo os de maior tempo de maturação, pois maior risco demanda maior remuneração.

Assim, em tempos de crise econômica, política e institucional e de grande indefinição sobre como será o setor elétrico nas próximas décadas, sobretudo face à emergência e difusão de tecnologias com potencial disruptivo, é preciso pensar em estratégias alternativas, menos onerosas para o sistema, a serem adotadas. A redução da demanda é uma delas. Através de ganhos de eficiência energética, pode-se reduzir o consumo de energia sem que haja perda de qualidade do padrão de consumo.

O investimento em eficiência energética é considerado uma medida que não gera arrependimentos (*no regret measure*), ao contrário do que pode acontecer ao se optar por investir em uma determinada tecnologia de geração que poderá vir não ser mais competitiva, face às inovações relacionadas a outras fontes.

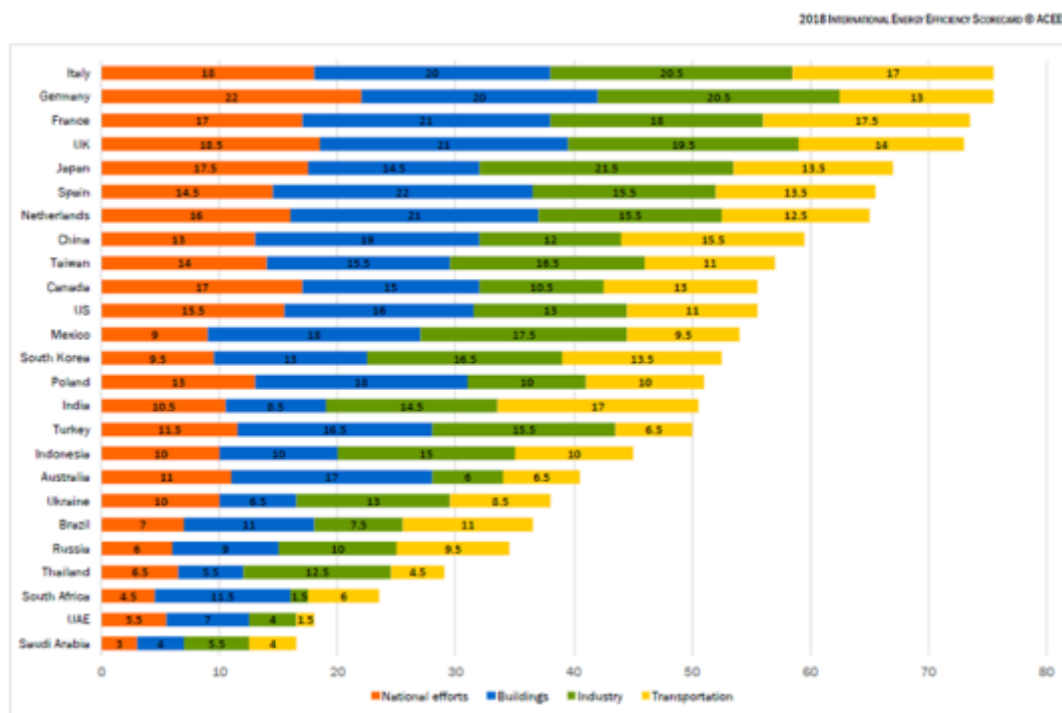
Entre suas diversas vantagens, políticas de incentivo à eficiência energética promovem redução da dependência de importações energéticas, criam empregos, reduzem os níveis de poluição e economizam dinheiro dos consumidores e contribuem para o alcance das metas climáticas.

## O desempenho do Brasil em Eficiência Energética

Em 25 de junho, foi publicado o relatório “The 2018 International Energy Efficiency Scorecard”, do *American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE). Nele é apresentado um ranking com o desempenho dos 25 países maiores consumidores de energia do mundo. Somados, os consumos desses países correspondem a 78% da demanda mundial por energia e mais de 80% do PIB mundial, em 2014. O estudo elabora sua classificação de acordo um conjunto de 36 indicadores selecionados para medir a desempenho de cada um dos países com relação à adoção de medidas para promover a eficiência energética, em diversos setores. Os indicadores são agrupados em quatro grandes grupos: esforços nacionais (relacionado às políticas públicas e à adoção de normas visando à redução de consumo); edificações; indústria e transporte.

Em primeiro lugar, ficaram empatados Itália e Alemanha, que alcançaram 75,5 pontos, dos 100 possíveis. O Brasil, sétimo maior consumidor mundial de energia primária, por sua vez, se encontra na sexta pior posição, com apenas 34,5 pontos, como mostra a figura abaixo, que ilustra o desempenho, por grupo, dos países analisados.

**Figura 2: Desempenho do Brasil – 2018 Energy Efficiency Scorecard**



Fonte: ACEE, 2018

Investimentos em eficiência energética são considerados a maneira mais barata de se garantir ao atendimento da demanda energética, garantindo a segurança de abastecimento. Além disso, em mercados abertos à concorrência, contribuem para o controle do preço da energia, promovendo modicidade dos custos do sistema.

Os impactos das medidas de eficiência energética são concentrados no setor de distribuição. No Brasil, essa questão pede atenção especial por uma questão de seu marco regulatório. O modelo institucional em vigor apresenta uma “contradição estrutural que desestimula ganhos de eficiência energética” como afirma a Aneel em recente nota técnica (Aneel, 2018). Como explica a Agência: “De um lado, a Lei nº 9.991, de 2000, atribuiu à distribuidora de energia elétrica a obrigação de arrecadar recursos dos consumidores e investir 0,5% da sua receita em projetos de eficiência energética. De outro lado, o arcabouço legal e regulatório preveem o modelo tarifário de preço-teto (*price cap*), no qual a ANEEL define a tarifa e o risco de mercado é da empresa. Desse modo, a distribuidora é protagonista na execução de uma política pública que compromete sua própria receita – quanto mais eficiente sua implementação, maior será o impacto no seu resultado.”(Aneel, 2018). É preciso que o impacto da frustração de receita relacionada a reduções de consumo promovidas por ganhos de eficiência seja compensado ou que se altere o modelo de negócio das distribuidoras. A Aneel tem trabalhado nessa questão, discutindo novos mecanismos de incentivo para eficiência energética, como os leilões.

Nesse período de profunda instabilidade, enquanto as mudanças institucionais mais profundas não ocorrem, é importante que haja uma concentração de esforços nas outras áreas para que se promova a eficiência energética. O programa mais importante do setor elétrico brasileiro é o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), gerido pela Eletrobras, que possui baixa dotação orçamentária. Como visto, o Brasil tem muito a fazer e diversos exemplos internacionais nos quais se inspirar. O fortalecimento do PROCEL, já institucionalizado, seria um mecanismo importante.

### **Referências:**

Aneel, 2018, Nota Técnica nº 0158/2018-SPE-SRM/ANEEL, de 05/06/2018.

Creti, A., Nguyen, D. K., and Kilian, L., 2018, “Special Issue “Energy Challenges in an Uncertain World” Editorial”, *The Energy Journal*, Vol. 39, SI1, 2018.

ACEE (American Council for an Energy-Efficient Economy), 2018, “The 2018 International Energy Efficiency Scorecard”, Fernando Castro-Alvarez, Shruti Vaidyanathan, Hannah Bastian, and Jen King, June 2018.