



# BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

## EDITORIAL

A volta da geopolítica dura aos preços do petróleo no mercado internacional: quais são os impactos para o Brasil?

## OPINIÃO

**Suzana Borschiver e  
Aline Tavares**

Economia Circular e o Setor Energético

## Magda Chambriard

Energia boa é energia acessível: entendendo as necessidades brasileiras de gás natural

## Vanderlei Martins, Isabella Costa e Ana Cláudia Cirino

Nova Conjuntura da Compensação Financeira de Usinas Hidrelétricas e dos *Royalties* de Itaipu no Brasil

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e  
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

*Superintendente de Ensino e P&D*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Pesquisa*

Fernanda Delgado

*Pesquisadores*

Angélica Marcia dos Santos

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Isabella Vaz Leal da Costa

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vanderlei Affonso Martins

**PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

*Execução*

Raquel Dias de Oliveira

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da  
FGV Energia – [fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

# SUMÁRIO

## EDITORIAL

A volta da geopolítica dura aos preços do petróleo no mercado internacional: quais são os impactos para o Brasil? .....	04
---	----

## OPINIÃO

Economia Circular e o Setor Energético .....	08
Energia boa é energia acessível: entendendo as necessidades brasileiras de gás natural .....	14
Nova Conjuntura da Compensação Financeira de Usinas Hidrelétricas e dos <i>Royalties</i> de Itaipu no Brasil .....	23

## PETRÓLEO.....35

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	35
Derivados do Petróleo .....	40
Política de preços de derivados.....	42

## GÁS NATURAL.....44

Dados Gerais .....	44
Produção e Importação.....	45
Consumo .....	47
Preços .....	48
Prévia – Abril 2018.....	49
Futuro .....	49

## BIOCOMBUSTÍVEIS.....51

Produção.....	51
Preços .....	53
Consumo .....	54
Importação e Exportação de etanol.....	56

## SETOR ELÉTRICO.....57

Disponibilidade.....	57
Demanda .....	59
Oferta .....	60
Balço Energético.....	62
Estoque.....	63
Custo Marginal de Operação – CMO .....	64
Micro e Minigeração Distribuída.....	64
Expansão .....	66
Tarifas de Energia Elétrica.....	66
Leilões .....	67

## ANEXO.....68

## A volta da geopolítica dura aos preços do petróleo no mercado internacional: quais são os impactos para o Brasil?\*

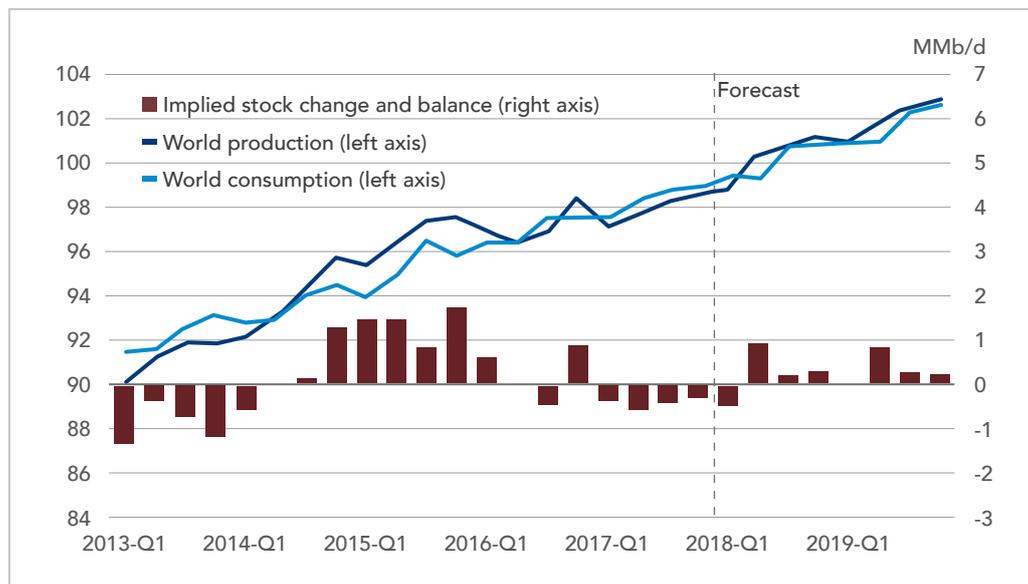
Nos últimos anos, o preço do petróleo no mercado internacional foi intimamente influenciado por características econômicas. A forte tendência de baixa nos preços experimentada desde o final de 2015 foi, principalmente, resultante da sobre oferta causada pela produção de *shale oil* americano. Esse cenário de preços baixos, na ocasião, não foi interrompido pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que, devido a uma série de fatores, optou por atuar de uma maneira *soft* na geopolítica mundial da *commodity*.

Entretanto, esse período em que os fundamentos de mercado regeram os preços do petróleo está próximo ao seu fim. Vários indícios apontam que o retorno à geopolítica dura (Szklo e Machado, 2008) é cada vez mais premente e explicado por condicionantes geopolíticos que estão, simultaneamente, sendo exacerbados pelo declínio dos estoques americanos de petróleo. O Oriente Médio é o epicentro dessa dinâmica, mas outros países,

como Venezuela, Estados Unidos e Rússia, também contribuem sobremaneira para esse novo cenário.

Dois acontecimentos no Oriente Médio estão influenciando a oferta mundial e, conseqüentemente, o preço do petróleo. Em primeiro lugar, como consequência da saída dos EUA do acordo nuclear com o Irã e o conseqüente embargo imposto pelos americanos, 1 milhão de barris de petróleo diários foram removidos da oferta internacional (Figura 1). Em um primeiro momento, é incerto qual será o potencial impacto do embargo nas exportações de óleo do Irã, que atualmente giram em torno de 2,4 milhões de barris por dia (IEA, 2018). Quando sanções foram impostas em 2002, as exportações do Irã caíram em 1,2 milhão de barris por dia. Atualmente, mesmo que produtores como Venezuela ou México não consigam aumentar suas produções a curto prazo, parte dos 1,5 milhão de barris cortados por outros produtores dentro do Acordo de Viena podem estar disponíveis para suprir os mercados.

Figura 1: Equilíbrio entre produção e consumo mundial de combustíveis líquidos - milhões de barris por dia (MMb/d)



Fonte: U.S. Energy and Information Administration (EIA), Short-Term Energy Outlook, janeiro de 2018.

Logo após o anúncio do embargo ao Irã, a Arábia Saudita fez uma declaração reconhecendo a necessidade de se trabalhar junto a produtores e consumidores para mitigar possíveis quedas de oferta. Essa atitude é especialmente bem-vinda, pois a possibilidade de menores exportações iranianas não é o único risco para a oferta de petróleo no mercado hoje. A própria Arábia Saudita pode contribuir para essa situação devido a sua proposta de reduzir sua produção visando incrementar os preços no mercado internacional, com foco na abertura de capital da Saudi Aramco.

Quanto à Venezuela, o colapso econômico e a situação política volátil do país levaram a um rápido declínio da produção que, até o final de 2018, poderá ter caído em centenas de milhares de barris por dia. Dados da IEA (2018) mostram que a produção do país está 550 mil barris por dia menor do que seu objetivo dentro do Acordo de Viena, e esse "excesso" é mais que o compromisso total da Arábia Saudita.

A possível deficiência de oferta dupla representada por Irã e Venezuela pode apresentar um desafio enorme para produtores evitarem fortes aumentos no preço e preencherem o vácuo. Um possível modesto aumento da produção russa é visto como uma contribuição para compensar a perda de produção iraniana e venezuelana. No entanto, mesmo que as ofertas de Irã/Venezuela sejam contrabalançadas, esse ajuste fino no mercado no próximo ano pode levar a preços mais altos, no caso de novas perturbações. Ainda que a expectativa da reunião da OPEP em 22 de junho seja de suavização da restrição de oferta, os riscos de declínios adicionais na produção da Venezuela, principalmente, indicam elevação da produção e preços do barril mantendo-se acima de 70 dólares.

Esses condicionantes permitiriam à OPEP intervir mais fortemente no balanceamento do mercado, dotando-a, novamente, de um significativo poder de determinação dos preços do petróleo. As evidências geopolíticas levam a concluir que o novo patamar de

preços deve se manter. No curto prazo, se espera uma queda ainda maior dos estoques mundiais, corroborando o ambiente atual de preços. Entretanto, a expectativa para 2019 é de crescimento de produção e desaceleração da demanda global, mesmo que os riscos geopolíticos se mantenham para 2019, assim como os cortes de produção da OPEP.

Vale lembrar que em várias ocasiões a OPEP agiu visando interferir no preço do petróleo no mercado internacional. Exemplos: estabelecimento de quotas em 1998, mecanismo de bandas no início de 2000, cortes de produção em 2001 e em 2005. Em linhas gerais, nos últimos anos, a orientação do país-líder da OPEP, ou com maiores reservas provadas e capacidade ociosa de produção, a Arábia Saudita, foi de manter o preço do petróleo não tão baixo, de forma a não reduzir sobremaneira a receita dos exportadores, nem tão alto, de forma a não viabilizar algum tipo de tecnologia alternativa. Alguns analistas já especulam que os preços do petróleo poderão subir rapidamente para mais de US\$ 100 o barril, em meio à essa escalada de tensões. Os preços futuros do petróleo subiram para máximos não vistos desde dezembro de 2014, sustentados pela incerteza geopolítica. “Não acho inviável ver os preços do petróleo em três dígitos em algum momento este ano, se as coisas real-

mente esquentarem no Oriente Médio”, disse Anish Kapadia, fundador e diretor da Akap Energy, à CNBC.

Cabe destacar que a mera conversa de US\$ 100 por barril provavelmente aumentará a pressão sobre os preços. Durante o pregão do meio-dia em 13/07, tanto o Brent quanto o WTI subiram mais de US\$ 1 por barril, pairando perto de máximas de anos anteriores. E os sinais enviados por vários funcionários da OPEP sugerem que o grupo opte por não eliminar os cortes em sua próxima reunião. “Apesar de um preço do petróleo de mais de US\$ 70 por barril e o fato de que o excesso de oferta tenha sido eliminado, a eliminação gradual dos cortes de produção não estará na agenda”, disse Carsten Fritsch, analista de petróleo do Commerzbank.

A motivação da Arábia Saudita para o aumento dos preços aumentará a influência das tendências existentes no mercado de petróleo. Ou seja, a redução do excedente de estoques, a forte demanda e a tensão geopolítica estão todos trabalhando juntos para elevar os preços de referência. A decisão de Riad de manter a OPEP em linha por mais um ano eleva significativamente as chances de novos aumentos de preços. Se chegarmos a US\$ 100 por barril, ainda precisamos ver.

**Figura 2: cenários de preços futuro de petróleo**

	2015	2016	2017	2018	2019
Brent	58	71.4	86.1	93.8	92.4
OPEC	55.9	68.9	83.1	90.4	89.1
WTI	51.9	65.5	80.1	88.1	86.8

Fonte: <https://www.oilcrudeprice.com/oil-price-forecast/>

Em consequência, para o Brasil, mesmo com as alterações de periodicidade de ajuste de preço dos derivados, e artificiais reduções de preço do diesel, deverá ser mantido o vínculo externo-doméstico do preço dos derivados nacionais aos preços do óleo no mercado internacional. Adicio-

nados à desvalorização do real, e na ausência de reformas estruturais, as manobras para absorção das oscilações internacionais de preços de petróleo se restringem à manipulação da CIDE, até que se observe a entrada de mais agentes refinadores criando concorrência.

---

\* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.



## OPINIÃO

# Economia Circular e o Setor Energético

Por Suzana Borschiver e Aline Tavares\*

O modelo tradicional de produção e serviços segue uma lógica linear ou “take-make-dispose”, que tem como objetivo a conversão de produtos a partir da extração de matérias-primas, de fonte finita, seguida do despejo dos resíduos gerados em aterros sanitários, que muitas vezes ocorre de maneira inapropriada [1]. Conseqüentemente, a poluição gerada e a escassez de recursos remetem cada vez mais à adoção de medidas concretas que revertam este cenário, associadas ao crescimento populacional, que exigirá mais alimentos, mais produtos industriais, mais energia e mais água [2].

Nesse sentido, a Economia Circular se apresenta como modelo alternativo de sustentabilidade que busca manter o fluxo de materiais e produtos em sua maior utilidade e valor por meio do *redesign* dos produtos e novos modelos de negócios [3]. Utilizando uma abordagem mais holística, busca transformar os resíduos em novos recursos, o uso de energias renováveis, e a eliminação ou minimização de componentes tóxicos [4]. Esse conceito passou a ter maior visibilidade a partir da década de 1990 como produto de diversas escolas de

pensamento, como por exemplo, o Design Regenerativo (John T. Lyle, 1970), a Ecologia industrial (Reid Lifset e Thomas E. Graedel, 2001) e a Economia de Desempenho (Walter Stahel, 2006) [3].

A Economia Circular passou a ganhar representatividade com o apoio de instituições como a Fundação Ellen MacArthur, British Standards Institution (BSI), Circle Economy, entre outras, que iniciaram programas e parcerias com organizações públicas e privadas para acelerar a transição da economia linear para o modelo circular. Desde a sua criação em 2012, a Fundação Ellen MacArthur tem buscado a disseminação da Economia Circular, tendo se tornado referência global no tema. Como uma forma de classificar as ações circulares, criou 4 tipos de Building Blocks: Design Circular, Novos Modelos de Negócios, Ciclo Reverso e Fatores Viabilizadores e Condições Sistêmicas Favoráveis (FVCSF) [5].

O Design Circular é relacionado ao desenho do produto para que ele possa retornar à cadeia produtiva. A Fairphone, por exemplo, lançou um modelo modular de smartphone, possibilitando

o reparo das peças isoladamente, descartando a necessidade de substituição de todo o aparelho pelo consumidor [6] (FAIRPHONE, 2017). Os Novos Modelos de Negócios tratam de inovações em negócios de modo a torná-los circulares, como por exemplo, a logística reversa exercida pela Sincronics com resíduos eletroeletrônicos, realizando a coleta, reciclagem e transformação desses em novos materiais [7]. O Ciclo Reverso trata das ações na cadeia produtiva que acarreta no reuso, remanufatura, reparo ou reciclagem, como a produção do biopolímero polihidroxialcanoato (PHA) a partir de água residual de estação de tratamento pela AnoxKaldnes AB [8]. Por fim, os Fatores Viabilizadores e Condições Sistêmicas Favoráveis correspondem aos projetos colaborativos entre instituições educacionais, governos e/ou organizações. Pode-se citar o programa *Net-Works* criado entre a Interface®, a Zoological Society of London (ZSL) e a Aquafil, em que redes de pesca que seriam descartadas são adquiridas em uma comunidade de pescadores nas Filipinas e recicladas em fibras de náilon para fabricação de carpetes modulares [9].

Pode-se perceber, então, que empresas de diversas áreas já possuem iniciativas para a criação de produtos ou modelos de negócios circulares. Além disso, mais do que reutilizar, remanufaturar, reciclar, é primordial o envolvimento de todos os *stakeholders* da cadeia produtiva e mudanças efetivas no modo de consumo da sociedade.

Em relação ao setor energético, as iniciativas se concentram desde o desenvolvimento de fontes mais limpas de energia a partir de resíduos orgânicos e novos modelos de negócio até à gestão de energia. A seguir, nos próximos itens, iremos discutir um pouco essas iniciativas, com alguns exemplos.

### FONTES MAIS LIMPAS DE ENERGIA:

As empresas dinamarquesas Ørsted, Bigadan, Novo Nordisk e Novozymes desenvolveram em conjunto uma nova planta de biogás a partir de resíduos de produção de insulina e enzimas, com capacidade de 8 milhões de m<sup>3</sup> de biometano por ano. A planta, com início de operação programado entre março e junho de 2018 na cidade de Kalundborg (DK), produzirá o equivalente ao consumo anual de 5.000 residências e reduzirá as emissões de CO<sub>2</sub> em 17.000 toneladas por ano [10]. A empresa possui o core business para a exploração, produção e distribuição de energia eólica, bioenergia e termoelétrica, e utiliza, desde 2007, resíduos orgânicos de silvicultura e de agricultura para a conversão em energia, reduzindo o uso de carvão em 73%. Desse modo, comprometeu-se a substituir esse tipo de matéria-prima em todas as suas centrais elétricas por biomassa sustentável e reduzir as emissões de carbono em 93% até 2023 [10].

Na Suécia, a planta de biogás na cidade Linköping e controlada pela Svensk Biogas é resultado da cooperação entre a prefeitura, o abatedouro local Swedish Meats AB e a associação de agricultores Lantbrukets Ekonomi AB [11]. A planta, iniciada em 1997, utiliza resíduos orgânicos industriais, domésticos e de fazendas locais como matéria-prima. Operando com capacidade de tratamento de 100.000 t/ano de resíduo, produz anualmente 4,7 milhões Nm<sup>3</sup>/ano de biogás (97% metano), o que corresponde a quase 5,5 milhões de litros de diesel e 52.000 t de biofertilizante. Desde 2002, existem ônibus de biogás na frota de transporte urbano. Com isso, as emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> foram reduzidas em mais de 9 mil toneladas e 1,2 toneladas por ano [11].

No campo ainda dos biocombustíveis, tem se buscado outras fontes de matérias-primas para produção de biodiesel além de óleos vegetais. A companhia inglesa Brocklesby Ltd passou a reutilizar óleo de cozinha e resíduos gordurosos de alimentos com alto teor de gordura para a produção de biodiesel e, em conjunto com a *joint-venture* Greenergy, comercializa diesel B7 [12]. Por meio da colaboração com fabricantes de alimentos e varejistas do Reino Unido e da Irlanda, a empresa aumentou a escala de operação para 300 t/semana, tendo capacidade para utilizar desde porções de 10 gramas individuais até a carga de tanque de 25 toneladas de óleo [13].

Com o incentivo da Política Nacional dos Biocombustíveis (RenovaBio), a cadeia do biodiesel tem avançado cada vez mais na matriz energética nacional, tendo alcançado 10% no diesel com a implementação do B10 no início de 2018. Além disso, há o incentivo pelo programa por matérias-primas que reduzam a pegada de carbono, como por exemplo, o óleo de cozinha usado, o que pode também agregar valor a este resíduo [14].

Quanto ao biogás que já tem sido produzido no Brasil a partir de dejetos animais, percebe-se forte potencial do uso de resíduos urbanos como matéria-prima para a produção desse biocombustível. Pode-se citar a primeira planta de biogás a partir de esgoto e restos orgânicos de restaurantes, shoppings, supermercados, entre outros, em negociação, para ser inaugurada no país pela CS Bioenergia [15]. Essa planta contará com um sistema integrado de reaproveitamento de todo material orgânico, como biofertilizante, e de material inorgânico, aproveitado das embalagens recolhidas, como matéria-prima para produção de sacolas plásticas [15].

É importante ressaltar que muitas dessas iniciativas mencionadas já existem no Brasil, todavia não denominadas claramente como ações que contribuem para a Economia Circular. Vale lembrar que esse conceito não trata somente do reuso ou reciclagem de resíduos, mas também contempla o modo de repensar todo o processo produtivo de modo a minimizar os descartes e aumentar a eficiência do uso em recursos e energia.

Nesse contexto, o fortalecimento dos princípios da Economia Circular no país, quanto ao desenvolvimento de fontes mais limpas de energia, se encontra em consonância também com a política do RenovaBio, que segundo o Ministério de Minas e Energia, apresenta como estratégia-chave aumentar a participação de todos os tipos de biocombustíveis na matriz energética brasileira, a fim de conferir segurança energética e redução de emissões de gases causadores do efeito estufa [16]. Isto pode potencializar a competitividade nacional frente ao mercado internacional, criando uma plataforma bioenergética sólida. No país, essa atuação conjunta pode representar a alavancagem de, por exemplo, bioquerosene de aviação, o diesel verde e a bioeletricidade em desenvolvimento.

### MODELOS DE NEGÓCIOS:

Quanto a novos modelos de negócio, a Economia Circular busca a descentralização inteligente por meio da modularidade, o compartilhamento e/ou a conectividade dos produtos, transformando-os em serviços e, por conseguinte, o consumidor como usuário [17]. A Philips lançou, em 2015, um novo modelo de comercializar luz urbana, denominado *Light-as-a-Service* com luminárias modulares em LED, que são conectadas e controladas por um sistema central. Com isso, é possível regular, individualmente, horários e nível de iluminação,

aumentando a vida útil da luminária e, consequentemente, reduzindo a depreciação, o consumo de novos materiais e gastos com manutenção e energia elétrica [9]. Esse sistema já foi aplicado no aeroporto de Schiphol em Amsterdã (Holanda) e no Porto Maravilha no Rio de Janeiro. Ao final do ciclo de vida, a companhia é responsável pela logística reversa das luminárias [18].

Outro exemplo que se pode destacar nesse sentido é o compartilhamento de carro, ou *car-sharing*, utilizando carros elétricos. Na França, tem-se o Autolib desde 2011 [17] e, no Brasil, a multinacional Enel inaugurou em 2017 no Ceará o primeiro sistema no país com vinte carros elétricos e doze estações de recarga estrategicamente espalhadas pela cidade. O uso de carros elétricos compartilhados têm ganhado maiores proporções pela Europa devido, principalmente, ao baixo custo de manutenção e à mobilidade urbana flexível [19].

## CONCLUSÃO:

Pode-se perceber que neste primeiro momento de desenvolvimento da Economia Circular, as empresas do setor energético têm concentrado esforços no uso de biomassa e no reuso de utilidades e resíduos, dentro de um contexto alternativo de

produção e serviço potencialmente capaz de gerar competitividade ao combinar inovação e sustentabilidade. Cabe destacar, no entanto, que é preciso que haja a participação efetiva da gestão pública em conjunto com os líderes empresariais para a garantia dessas mudanças no longo prazo.

A União Europeia lançou, em 2018, um Plano de Ação para a Economia Circular com metas e propostas legislativas a serem atingidas pelos Estados-Membros até 2020, 2030 e 2050. Essas medidas tem como foco a melhoria na gestão de resíduos, o consumo responsável de matérias-primas primárias e mobilização de fundos de investimento público e privado [20]. No caso do Brasil, cuja matriz energética ainda é bastante dependente de fontes fósseis, tão logo se faz necessário a adoções de medidas similares, não somente no campo dos biocombustíveis, a fim de equiparar o crescimento competitivo do país no que tange ao desenvolvimento sustentável frente ao âmbito mundial.

Assim, a implementação desse modelo passará por grandes desafios trazidos pelas mudanças de paradigmas quanto à abordagem tradicional que as organizações públicas e privadas lidam com a dinâmica do mercado, com o modo de consumo e com os recursos naturais.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. Towards the Circular Economy: Opportunities for the consumer goods sector. Ellen MacArthur Foundation, 2013.
2. WIJKMAN, A.; SKÅNBERG, K.; BERGLUND, M. The Circular Economy and Benefits for Society Jobs and Climate Clear Winners in an Economy Based on Renewable Energy and Resource Efficiency. 2015. Disponível em: <<http://www.clubofrome.org/wp-content/uploads/2016/03/The-Circular-Economy-and-Benefits-for-Society.pdf>>. Acesso em: Fev. 2018.
3. ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. Rumo à Economia Circular: O Racional de Negócio para Acelerar a Transição, 2015. Disponível em: <<https://www.ellenmacarthurfoundation.org>>.
4. RIBEIRO, F. DE M.; KRUGLIANSKAS, I. A Economia Circular no contexto europeu: Conceito e potenciais de contribuição na modernização das políticas de resíduos sólidos. Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente. 2015.
5. ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. Disponível em: <<https://www.ellenmacarthurfoundation.org>>. Acesso em: Maio. 2017.
6. FAIRPHONE. Disponível em: <<https://www.fairphone.com/en/>>. Acessado: Mai.2016.
7. ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. Economia Circular No Brasil : Apêndice de Estudos de Caso. 2017.
8. EGERTON, S. Disponível em: <<https://www.circulatenews.org/2015/09/a-new-way-to-make-plastic/>>. Acessado em: Set. 2017.
9. LUZ, B. et al. Economia circular Holanda:Brasil: da teoria à prática. 1ª ed. Rio de Janeiro: Exchange 4 Change Brasil, 2017. 170 p.
10. ØRSTED. Disponível em: <<https://www.orsted.com/en>>. Acesso em: Jul. 2017.
11. IEA BIOENERGY. 100% Biogas For Urban Transport in Linköping, Sweden: Biogas in Buses, Cars and Trains Biogas in The Society. Disponível em: <[http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/linkoping\\_final.pdf](http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/linkoping_final.pdf)>. Acesso em: 19 jan. 2018.
12. BROCKLESBY. Disponível em: <<https://www.brocklesby.org/>>. Acesso em: Jul. 2017.
13. ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. Case studies. Disponível em: <<https://www.ellenmacarthurfoundation.org/case-studies>>. Acesso em: Maio. 2017.
14. TOKARSKY, D. Perspectivas do Biodiesel com o RenovaBio. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br>>. Acesso em: Maio. 2018.
15. RODRIGUES, R. CS Bioenergia recebe licença operacional para gerar energia com mistura de lodo de esgoto e resíduos orgânicos. Disponível em: <<https://www.abiogas.org.br/cs-bioenergia-recebe-licenca>>. Acesso em: Maio. 2018.
16. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). RenovaBio. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>>. Acesso em: Maio. 2018.

17. STAHEL, W. R. Circular Economy. *Nature*, p. 6–9, 2016.

18. PHILIPS. Disponível em: <<https://www.philips.com/a-w/about/news/archive/standard/news/pres-2015/20150416-Philips-provides-Light-as-a-Service-to-Schiphol-Airport.html>>. Acesso em: Jan. 2018.

19. ENEL. Car Sharing. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pr>>. Acesso em: Maio. 2018.

20. EUROPEAN COMMISSION. Implementation of the Circular Economy Action Plan. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index\\_en.htm](https://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm)>. Acesso em: Maio. 2018.



Suzana Borschiver: Engenharia Química e Licenciatura em Química, Mestrado e Doutorado em Engenharia Química, na área de Gestão e Inovação Tecnológica. 2 Projetos de Pós-Doutorado Empresarial. Professora Associada IV da EQ da UFRJ e coordenadora do NEITEC. Atua na graduação e na pós-graduação como membro permanente da Pós-Graduação em Tecnologia em processos químicos e Bioquímicos, no Mestrado Profissional em Petroquímica, em Engenharia Ambiental, com a Escola Politécnica/UFRJ e no Mestrado Profissional em Gestão, Pesquisa e Desenvolvimento na Indústria Farmacêutica, na Fiocruz. Professora e Coordenadora no Programa de Pós-Graduação em Propriedade Intelectual e Transferência de Tecnologia para Inovação. Membro da Comissão de Tecnologia da ABIQUIM, da Comissão de Petroquímica do IBP e do Conselho Consultivo da ABEQ. Coordenadora de vários projetos de pesquisa com empresas, como a GE, SENAI, SESI e INATEL. Líder e pesquisadora de grupos de pesquisa do CNPQ. Representante do Programa de Recursos Humanos da ANP/MCTI- PRH41/UFRJ - Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo e Gás e Biocombustíveis no Grupo de Trabalho Empreendedorismo e Inovação. Membro das Comissões de Inovação Tecnológica e de Integração Universidade Empresa da ANPEI. Especialista em elaboração de Mapas do Conhecimento e RoadMap Tecnológico. Autora de inúmeros artigos e capítulos de livro.



Aline Tavares é pesquisadora no Núcleo de Estudos Industriais e Tecnológicos (NEITEC), na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e doutoranda na mesma instituição. Mestre em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, na área de concentração Gestão Tecnológica, pela UFRJ. Durante o mestrado pesquisou estudos de caso de Economia Circular inter-relacionados com a Indústria Química. Possui graduação em Engenharia de Bioprocessos com ênfase em Biocombustíveis pelo Programa Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás da ANP (PRH-13) na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

\* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



## OPINIÃO

# Energia boa é energia acessível: entendendo as necessidades brasileiras de gás natural

Por Magda Chambriard\*

Em números, a demanda por energia deve crescer cerca de 35% nos próximos 25 anos<sup>1</sup>. Isso significa que devem crescer ainda mais as preocupações da sociedade com as questões do clima e uso eficiente dos limitados recursos do planeta. De acordo com estudos da NASA<sup>2</sup>, a concentração e o deslocamento de CO<sub>2</sub> na atmosfera<sup>3</sup> evidenciam um cenário alarmante: o aquecimento global levando ao aumento do nível do mar, países desaparecendo, acidificação dos oceanos, entre outros efeitos desastrosos.

Para resolver esse problema, os investimentos em energias renováveis vêm ocupando as agendas dos mais importantes líderes mundiais. No entanto, até o momento, políticas públicas voltadas para combustíveis específicos não se mostraram suficientes para resolvê-lo. E a busca por tecnologias disruptivas persiste.

Como a demanda por energia continua a crescer, a demanda por combustíveis fósseis<sup>4</sup>, como combustíveis dominantes, também devem crescer nas próximas décadas. O *BP Energy Outlook 2017* prevê que os combustíveis fósseis fornecerão metade da expansão da demanda de energia até 2035. Na mesma tendência, prevê-se que o consumo de gás natural cresça ainda mais rápido que o petróleo e o carvão, tanto em função dos seus preços mais baixos que o dos combustíveis líquidos, quanto por seu papel de ajudar a reduzir as emissões que agravam o efeito estufa<sup>5</sup>.

Parece consenso a inestimável contribuição do gás natural para a geração de energia, inclusive pela sua capacidade de substituição do carvão, na geração termoelétrica. Além disso, a indústria também aparece com papel de destaque, responsável por metade do crescimento da demanda mundial por gás natural.

<sup>1</sup> *BP Energy Outlook 2018*, acessado em 03/04/2018.

<sup>2</sup> NASA – US National Aeronautical and Space Administration

<sup>3</sup> <http://g1.globo.com/natureza/noticia/2014/11/video-da-nasa-simula-viagem-do-co2-pela-atmosfera-da-terra.html>, acessado em 03/04/2018.

<sup>4</sup> Id 2

<sup>5</sup> *International Energy Agency, Market Report Series – gas 2017 – Executive Summary*, acessado em 03/04/2018.

Este texto aborda o que provavelmente será a próxima grande discussão da indústria do petróleo: o papel do gás natural, que busca sua colocação como *commodity* internacional, e as leis e ajustes regulatórios necessários para que os países possam se beneficiar da possibilidade tecnológica que o GNL oferece.

## O GÁS NATURAL NO MUNDO

De acordo com o *BP Statistical Review 2017*, a comparação do consumo mundial de energia primária por fonte, nos anos de 2015 e 2016, mostra vários países, como EUA, Brasil, Alemanha, Rússia, Oriente Médio e China, reduzindo o consumo de carvão. Mostra também o aumento do uso dos combustíveis fósseis, petróleo e gás natural. No caso do gás, em 2016, as exportações mundiais, através de gasodutos, atingiram 20,9 bilhões de metros cúbicos. E a Europa foi o principal *player* deste movimento, que contou com países tanto comprando como vendendo gás. Além disso, EUA venderam gás para Canadá e México; Canadá vendeu gás para EUA; a Bolívia é vista como fornecedora de gás para o Brasil e a Argentina; a Federação Russa como fornecedora para a Europa; Catar para o Oriente Médio; Turcomenistão e Azerbaijão para a China, entre outros.

A dependência do comércio de gás natural por dutos fez do gás uma *commodity* regional, até o advento do GNL<sup>6</sup>. O Japão, por exemplo, adotou o gás como uma importante fonte de energia, por causa do GNL. No Oriente Médio, o Catar tem sido um dos principais fornecedores de gás natu-

ral para a Europa, China, Índia e Coréia do Sul, entre outros, exportando um total de três bilhões de metros cúbicos de gás, em 2016. Além disso, a Austrália exportou gás natural para a China, assim como para a Indonésia e a Malásia, para o Japão e a Coréia do Sul.

Em 2016, apenas o Japão e a Coréia do Sul consumiram 45% do mercado global de GNL. Além disso, ambos os países já negociaram significativos volumes futuros de gás, e já há negociações em andamento para colocar o gás de Moçambique na Alemanha, a partir de 2023. E assim por diante.

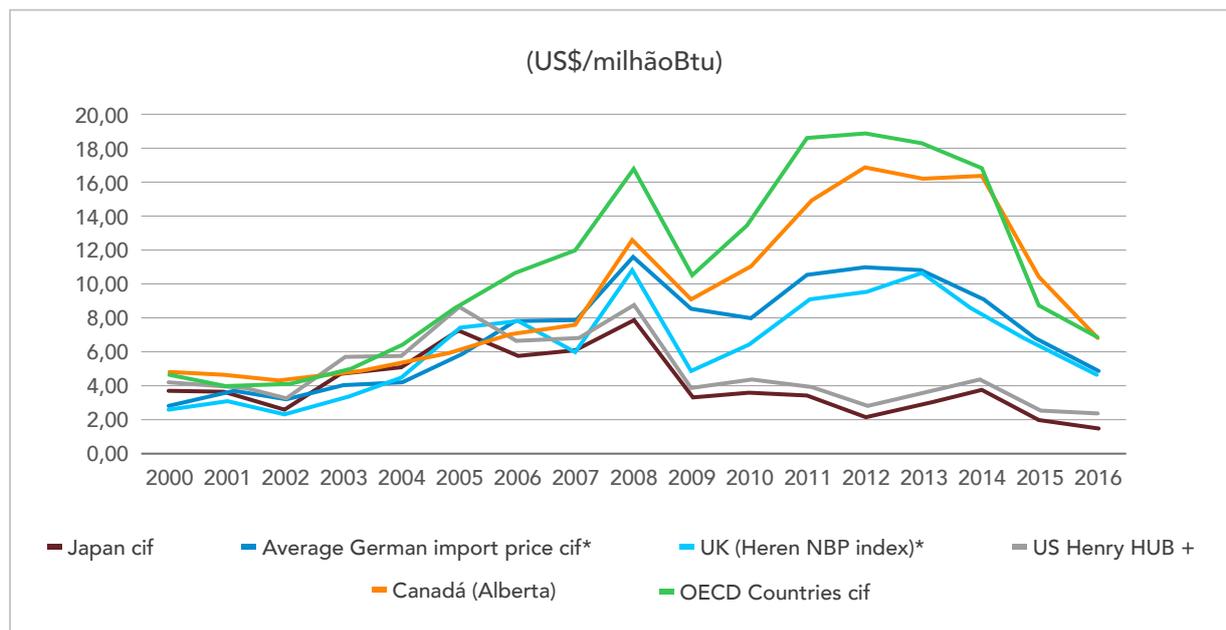
A análise desses fluxos de comércio entre países mostra o gás buscando novos mercados. Esse ano os EUA se tornaram exportadores líquidos de gás natural. As pressões por menos emissões impulsionam a substituição do carvão e o gás natural se apresenta como a alternativa mais viável.

## ENERGIA BOA É ENERGIA ACESSÍVEL

Tais tendências podem ser vistas influenciando os mercados globais. A Figura 1 mostra a evolução dos preços do gás. Como visto, há diferenças significativas nos preços do gás, nos diversos mercados. Eles aumentaram significativamente nos mercados japonês e da OCDE desde 2006, e caíram, mais recentemente, devido à queda nos preços do petróleo, entre outros fenômenos. No Japão, a redução de preços foi fortemente influenciada pela expansão da oferta de GNL. Nos EUA, por investimentos em produção de gás não convencional.

<sup>6</sup> Gás natural liquefeito.

Figura 1 – Evolução de preços do gás natural no mundo



Fonte: BP Statistical Review 2017

Sob influência crescente do comércio via GNL, é de se esperar que as grandes discrepâncias de preços do gás, nos diferentes mercados, tendam a se atenuar. No entanto, o desenvolvimento do GNL enfrenta sérios desafios. Isso porque, em cada país, ele deve competir com outras fontes de energia. Além disso, para viabilizá-lo, são necessários investimentos bilionários, tanto de compradores quanto de vendedores, além de contratos de fornecimento firmes.

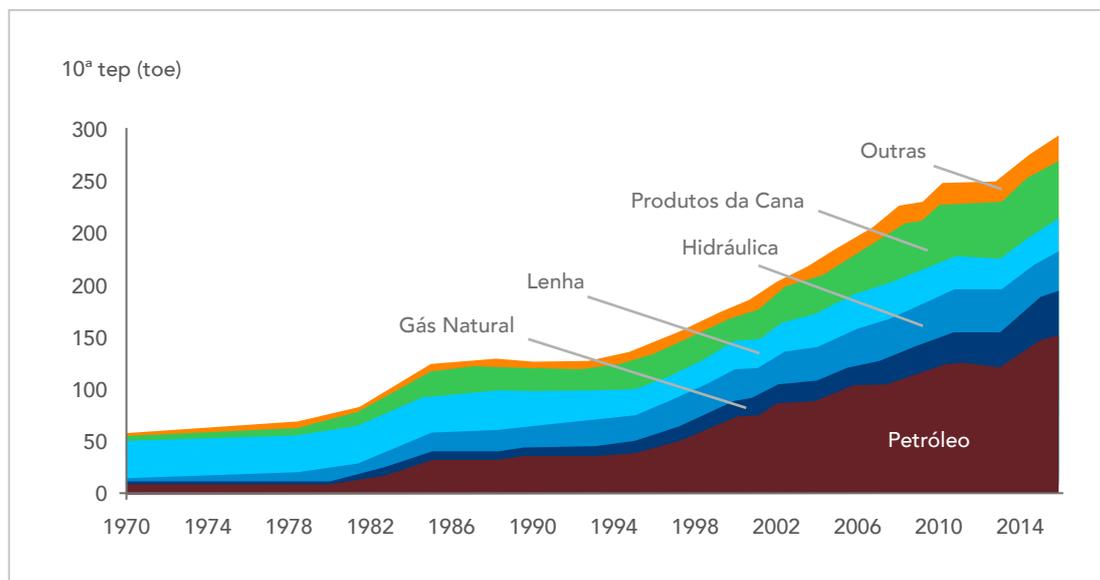
O resultado é que a oportunidade de negócio do GNL está fluindo para mercados menos regula-

mentados. Provavelmente porque uma possível sobreposição da necessidade de garantias contratuais de fornecimento, com competição interna pela participação no mix energético de cada país, pode ter o condão de inviabilizar o negócio.

No Brasil, por exemplo, seja o gás natural o produzido no Brasil, importado da Bolívia ou através de terminais de GNL, esse gás compete com outras fontes primárias de energia, como o próprio petróleo<sup>7</sup>, lenha, bagaço de cana etc. (Vide Figura 2).

<sup>6</sup> Óleo combustível, por exemplo, é utilizado para geração termoeletrica.

Figura 2 – Produção de energia primária



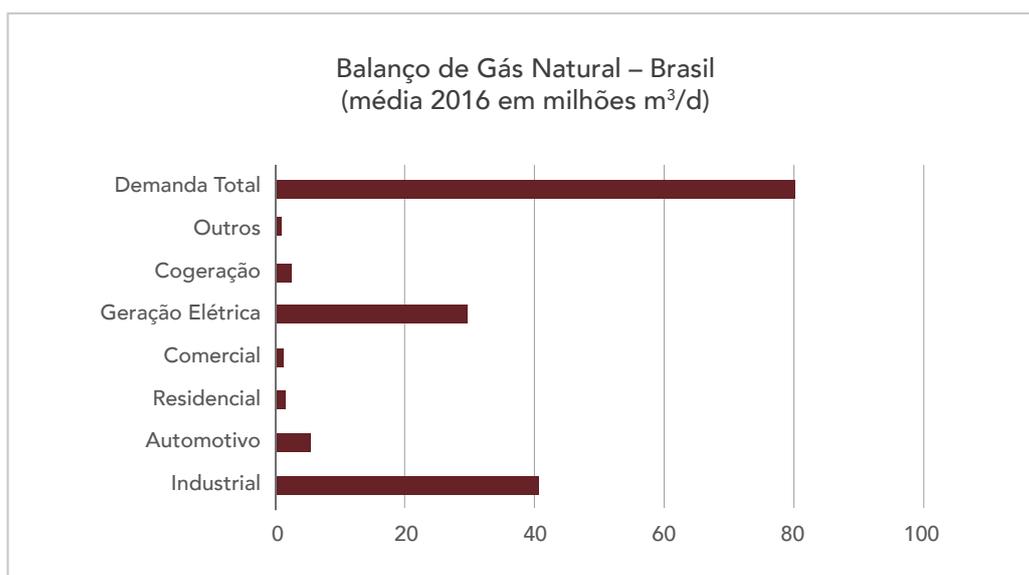
Fonte: EPE

### MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A especificidade do nosso sistema de geração de energia elétrica é que ele tem a energia hidráulica

na base e, ao mesmo tempo, a demanda por gás natural é prioritariamente para a geração termoelétrica e consumo industrial (Vide Figura 3).

Figura 3 – Demanda de gás natural no Brasil

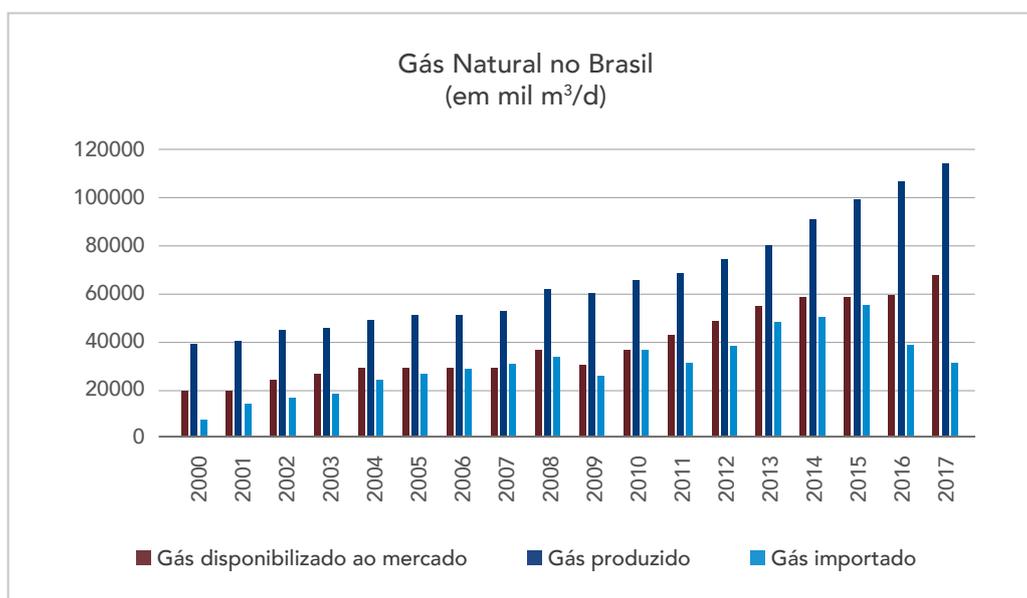


Fonte: MME

A consequência dessa especificidade é que o consumo de gás se torna bastante dependente do regime de chuvas. Quando chove mais, se consome menos gás, quando chove menos se consome mais gás. E isso faz que o GNL tenha um importante nicho de mercado, que é o de atuar como regulador do fornecimento de gás, já que o país não conta com estocagem para esse fim.

A simples observação da Figura 4 mostra essa flutuação. Embora a produção de gás natural do país e sua disponibilização ao mercado venham crescendo (atingindo 110 milhões de m<sup>3</sup>/d e 65 milhões de m<sup>3</sup>/d, respectivamente, em 2017) o mesmo não se pode dizer da sua importação, que flutuou ao longo do tempo. Em período recente, a importação de gás, que atingiu 52 milhões de m<sup>3</sup>/d, chegou a 2017 no patamar de 29 milhões m<sup>3</sup>/d. E o pulmão regulador foi o GNL.

Figura 4 – Produção, importação e disponibilização de gás natural no Brasil



Fonte: ANP

Importa dizer que o país, hoje, conta com três terminais de regaseificação<sup>8</sup>, e que eles têm sido extremamente relevantes no papel de estabilizadores da disponibilização de gás no país.

Além deles, a EPE – Empresa de Planejamento Energético, subordinada ao MME – Ministério de Minas e Energia, estima que ainda possam ser necessários outros seis terminais<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Capacidade total instalada de 41 MM m<sup>3</sup>/d.

<sup>9</sup> <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-298/INFORME%20Portos%20GNL%202017-2018.pdf>

No entanto, há de se ressaltar que, negocialmente, seria muito complicado atrair novos investimentos com um mercado sem demanda firme para o gás. Nesse sentido, o MME deu um importante passo, recentemente, para garantir a previsibilidade do consumo de gás e, consequentemente do despacho das usinas termoeletricas, quando definiu a possibilidade de participação, nos leilões de energia, de empreendimentos que pudessem ser concebidos com o reconhecimento de até 50% de declaração sazonal da inflexibilidade no fornecimento de energia.

### AS PROJEÇÕES DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Ao contrário do óleo, o gás natural enfrenta e vai continuar enfrentando, um dilema todo próprio, até que possa se tornar uma *commodity*: não há mais gás porque não há mercado e não se expande o mercado porque não há mais gás.

Ocorre que, num país continental como o Brasil, detentor do maior mercado consumidor da América do Sul, e o terceiro maior mercado de combustíveis fósseis para transporte do mundo, o crescimento da demanda por energia parece inequívoco.

Segundo o Banco Mundial (2014), em 2014 o Brasil consumiu 1.485 kg de óleo equivalente por habitante, bastante abaixo dos 2.237 kg da China, dos 2.777 kg do Reino Unido, dos 3.471 kg do Japão e dos 6.957 kg dos EUA.

Portanto, considerando as estimativas de crescimento populacional que apontam para 223 milhões de habitantes em 2030<sup>10</sup>, e que seja possível se aspirar atingir uma média de consumo de 2500 kg per capita em 2030 (abaixo dos 2.777 kg do Reino Unido, dos 3.471 kg do Japão e muito abaixo dos 6.957 kg dos EUA), tal aspiração significaria um crescimento da demanda do país por energia da ordem de 86%, até 2030.

Resta, portanto, a certeza de que, sendo energia um insumo básico para o crescimento, qualquer esforço mais organizado de desenvolvimento do país poderia significar bom mercado para o gás natural.

### GÁS NATURAL IMPORTADO OU PRODUZIDO NO BRASIL?

Se, por um lado o mercado de GNL se expande no mundo, permitindo seu consumo em mercados como o Japão e a Korea do Sul<sup>11</sup>, ou permitindo que o excesso de gás natural americano almeje o mercado brasileiro, por outro a produção de óleo do pré-sal vem crescendo continuamente e, com ela, a produção de gás associado a este óleo.

Como decorrência desses fatos, a pergunta que surge é se o gás do pré-sal seria o necessário e suficiente para o abastecimento nacional, ou se ainda haveria oportunidades para a importação de gás.

Não se poderia tentar responder a essa questão sem fazer algumas inferências:

<sup>10</sup> ONU, 2018

<sup>11</sup> Japão e Korea do Sul juntos consomem 45% do gás exportado através de terminais de GNL, no mundo.

- i) Em 2017, o país produziu cerca de 2,5 milhões de barris por dia de óleo e 88 milhões de m<sup>3</sup> por dia no mar.
- ii) Em 2017, o país importou cerca de 29 milhões de m<sup>3</sup> por dia de gás natural e disponibilizou cerca de 65 milhões de m<sup>3</sup> por dia ao mercado.
- iii) As rotas 1, 2 e 3, que trarão o gás natural do pré-sal para terra, terão capacidade total de 54 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Delas, apenas a rota 3, de capacidade de 21 milhões de m<sup>3</sup> por dia não está em operação.
- iv) Estima-se que o país possa produzir 4 milhões de barris por dia de petróleo, entre 2025 e 2030, em função dos novos projetos do pré-sal.

Portanto, é possível inferir que, ao produzir os cerca de 4 milhões de barris por dia de petróleo, o país poderá produzir cerca de 170 milhões de m<sup>3</sup> por dia de gás, dos quais os mesmos cerca de 65 milhões de m<sup>3</sup> por dia de gás estarão sendo utilizados para consumo nas instalações petrolíferas, queimados e reinjetados. E que o país continuará se utilizando do gasoduto Brasil-Bolívia, importando entre 16 a 20 milhões de m<sup>3</sup> por dia a partir de 2022, segundo estimativas do PDE 2026 (EPE, 2017).

Esses números levam a uma estimativa de crescimento do gás disponibilizado para o mercado de 65 milhões de m<sup>3</sup> por dia para 110 milhões de m<sup>3</sup> por dia (observe-se que o número de 110 milhões de m<sup>3</sup> por dia é cerca de 70% maior do que os 65 milhões de m<sup>3</sup> por dia hoje disponibilizados ao mercado). Um crescimento aquém daquele necessário para, mantida a participação do gás no mix energético, o país se aproximasse do consumo de energia primária por habitante

de países como a China, o Reino Unido e o Japão<sup>12</sup>. No entanto, mantida a importação da Bolívia, o total de gás disponibilizado já estaria atingindo o patamar pretendido.

Isso significa, salvo melhor juízo, que o espaço para maiores demandas de GNL teria que ser decorrente de um esforço de ampliação de mercado, avançando, percentualmente, sobre a geração térmica a carvão e sobre outras fontes de energia e/ou em localidades em que não haja possibilidade de fornecimento de gás natural através da malha de transporte que interliga o Sul ao Nordeste do Brasil.

Pelo lado da oferta, a novidade é os Estados Unidos se tornar um exportador líquido de gás e aspirar ganhar mercados através do GNL. Parece claro que um mercado, vizinho e vendedor, como o Henry Hub<sup>13</sup>, por si só deverá significar uma pressão por gás natural mais barato no Brasil. É possível que esta venha a ser a motivação necessária e suficiente para encorajar o país a expandir sua geração de energia primária, contando com o gás natural como um dos principais elementos e, dessa forma, romper a lógica cruel do gás: não se viabiliza gás porque não há mercado e, ao mesmo tempo, não há mercado porque não se busca gás.

Ao fim e ao cabo, será a regulação flexível que vai permitir reduzir o risco do negócio e deixar os investidores auxiliarem o país através da busca por novos mercados e pela energia barata.

No quesito regulação, ainda há questões a superar, que certamente serão componentes desse cenário: livre acesso a terminais de GNL, a gasodutos de transporte, compatibilização das legislações

<sup>12</sup> Vide Figura 1

<sup>13</sup> Corrente de gás natural americana, cujo preço é bastante competitivo, se comparado a outros mercados. Vide Figura 1.

federais e estaduais, harmonização do setor elétrico com o de gás natural, geração de energia termoelétrica, gestão do sistema de transporte etc.

## O PROGRAMA GÁS PARA CRESCER

Essencial para o desenvolvimento do mercado de gás no Brasil, o programa “Gás para Crescer” precisa contar com o apoio da sociedade para que o gás natural realmente caminhe para ser uma energia barata capaz de beneficiar o desenvolvimento industrial do país.

Segundo a ANP, para que tal aspiração se torne uma realidade, será preciso atrair investimentos, com transparência de procedimentos, garantindo aos investidores um mercado competitivo e que conte com livre acesso de terceiros às instalações de gás natural.

Surgem aí questões importantes a serem esclarecidas: qual seria o interesse, de uma grande empresa ou consórcio, de investir em um terminal de GNL, por exemplo, para depois concorrer em igualdade de condições com qualquer outro agente de mercado? Ou mesmo para, a termo e a cabo, tal investimento significar um menor preço de um produto que hoje tem mercado garantido a preços mais elevados? Como se viabilizaria esse negócio?

Ou ainda, qual poderia ser o empoderamento institucional do MME, ANP ou qualquer outro ente público para atuar nessa questão, sem uma ampla e transparente discussão com a sociedade, fazendo que essa sociedade possa entender a delicadeza dessa questão e o real benefício dessa discussão para a qualidade de vida, no seu dia-a-dia?

Tudo isso sem falar das questões tributárias, de compatibilidade regulatória entre entes federais e estaduais, da harmonização do setor elétrico com o de gás natural, dentre outros, a serem resolvidas.

É preciso lembrar que os terminais de GNL existentes no Brasil, e que foram estratégicos para a regularização do fornecimento de gás para geração termoelétrica, foram construídos em um contexto geopolítico de incertezas quanto ao fornecimento do gás da Bolívia.

Em suma, houve, no Brasil, uma questão estratégica maior que fez que a melhor solução para o fornecimento de gás fosse a construção dos terminais. Em consequência dessa conscientização, a sociedade não se furtou de remover os obstáculos a essa solução.

A questão que se apresenta hoje é, nada mais nada menos, quão segura está a percepção da sociedade de que energia boa é energia acessível, e que, num país como o Brasil, de economia tão diversificada, o gás natural pode trazer a acessibilidade que nos permita retomar nosso desenvolvimento.

## COMENTÁRIOS CONCLUSIVOS

Parece claro que as pressões pela melhoria do clima no planeta, afetando a imagem da geração termoelétrica principalmente a carvão e óleo combustível, geram uma perspectiva favorável para a ampliação da inserção do gás natural na matriz energética global.

Nesse contexto, provavelmente o preço do gás e o aprimoramento tecnológico capaz de reduzir o preço do transporte é que serão os diferenciais competitivos desbravadores de mercado. Exemplo disso é a colocação de gás natural australiano no mercado do Japão e Coréia do Sul, contribuindo para a redução dos preços da energia.

No caso do Brasil, além da questão dos preços, há a questão estratégica da complementariedade hídrica. Sem estocagem de gás natural, deverão ser os terminais de GNL a fazer esse papel.

Além disso, muito provavelmente haverá sinergia tecnológica entre os projetos de GNL e os do aproveitamento de gás do pré-sal. Se bem trabalhada, essa sinergia poderá ser o fator de rompimento com a lógica perversa do gás: “não há mercado porque não há gás e, ao mesmo tempo, não há gás porque não há mercado”.

Nesse contexto, o mais importante é que os “policy makers” tenham a mais correta visão desse complexo movimento, e que sejam capazes, tanto quanto vem sendo no caso da produção de petróleo, de remover todos os empecilhos capazes de impedir que os brasileiros se beneficiem do gás do pré-sal e do gás importado por gasodutos ou terminais de GNL, a preços baixos o sufi-

ciente para alavancar o desenvolvimento industrial do país.

Por fim, é importante lembrar que há, no Brasil, grande espaço para o crescimento da indústria petroquímica, siderúrgica, de fertilizantes entre outras, por meio do insumo gás natural. Espera-se, portanto, que as discussões acerca da expansão do gás, como energia primária, sejam consistentes o suficiente para tratar todos esses aspectos e gerar um sólido planejamento de longo prazo norteador dos esforços da sociedade. Isso porque, não sendo assim, o resultado terá sempre potencial para destruição de valor. Até porque, como a matemática já provou, a resultante de esforços em todas as direções tende a ser zero, e, ao mesmo tempo, só há solução para problemas “bem-postos”.



Magda Chambriard é Consultora na FGV Energia. Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração. Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando

atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

\* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



## OPINIÃO

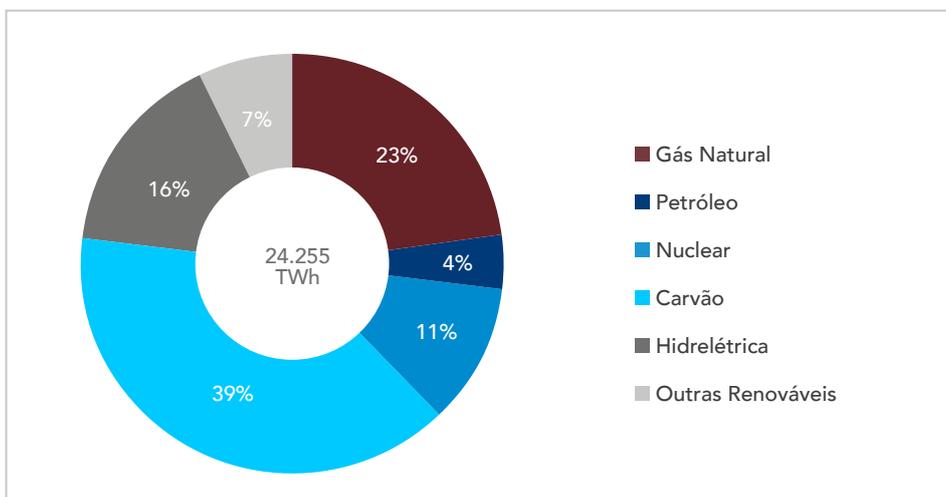
# Nova Conjuntura da Compensação Financeira de Usinas Hidrelétricas e dos Royalties de Itaipu no Brasil

Por Vanderlei Affonso Martins,  
Isabella Vaz Leal da Costa e  
Ana Cláudia Cirino dos Santos\*

A principal forma renovável de geração de eletricidade no mundo (ver Gráfico 1), a Hidroelétrica, é a alternativa preferida no planejamento energético ao produzir energia elétrica de forma pouco poluente

(baixa emissão de CO<sub>2</sub>) quando comparada a usinas termoeletricas e que possui baixo custo de operação e manutenção.

Gráfico 1 - Participação de Recursos Energéticos na Geração Elétrica Mundial - 2016.



Fonte: IEA, 2017.

Apesar de valer-se da baixa emissão de CO<sub>2</sub>, os custos e benefícios da geração hidrelétrica devem ser adequadamente verificados para quantificar as externalidades<sup>1</sup> desses empreendimentos. Nessa perspectiva, destaca-se o papel do *royalty*<sup>2</sup> como instrumento econômico capaz de minimizar as falhas de mercado.

No setor de óleo e gás existe na literatura um

significativo volume de estudos sobre a aplicação de *royalties*, enquanto que, no caso hidroelétrico, o número de pesquisas é reduzido. Assim, torna-se relevante verificar a existência e o funcionamento desse instrumento de política econômica nos países com expressiva geração hidrelétrica: Brasil, China, Canadá e Estados Unidos, que juntos representam mais de 50% da produção global – Tabela 1.

**Tabela 1 – Maiores Produtores de Energia Elétrica Hidráulica - 2016**

Ranking	Produtores	Geração - TWh	Participação Mundial - %
1°	China	1.130	28,4%
2°	Canadá	381	9,6%
3°	Brasil	360	9,0%
4°	Estados Unidos	271	6,8%
5°	Rússia	170	4,3%
6°	Noruega	139	3,5%
7°	Índia	138	3,5%
8°	Japão	91	2,3%
9°	Suécia	75	1,9%
10°	Venezuela	75	1,9%
11°	Demais Países	1.148	28,9%
	Mundo	3.978	100%

Fonte: IEA, 2017.

Entre os 4 maiores produtores mundiais da Tabela 1, segundo PINEAU *et al.* (2017), existem diferentes critérios para aplicação de instrumento de política econômica relacionados às hidrelétricas:

1) Tamanho da Barragem: os *royalties* podem ser proporcionais à dimensão da barragem. Algumas províncias na China adotam essa abordagem, com exceção de Hubei, onde está instalada a usina de Três Gargantas.

<sup>1</sup> A externalidade é negativa quando decisões de produção e de consumo afetam a disponibilidade dos serviços ambientais e reduzem o bem-estar ou a produção de outros bens (VARIAN, 2015).

<sup>2</sup> Os *royalties* podem ser definidos como instrumento de política econômica, utilizados na minimização da externalidade negativa provocada pela extração dos recursos naturais. Também são considerados mecanismos de compensação pela escassez, na expectativa de garantir o atual benefício da exploração do recurso natural para gerações futuras (Pinto Junior *et al.*, 2016). No caso dos *royalties* da energia hidrelétrica, o conceito foi adaptado para estabelecer o pagamento pelo custo de oportunidade no uso de recursos hídricos para produzir eletricidade.

- 2) Comprimento do Curso d'água: este método considera compensar o custo de modificar os caminhos da água, tendo como base o comprimento inicial do curso de água seco e o seu resultado após o desvio, que inclui também a quantidade de materiais aluviais extraídos. O estado da Califórnia nos EUA aderiu a este critério na sua metodologia e implementou um fundo de recursos hídricos.
- 3) Geração Elétrica: a cobrança de *royalties* com base na geração de eletricidade é o critério mais recorrente na China, nos EUA e no Canadá, e funciona como um imposto fixo por unidade de energia gerada.
- 4) Receitas das Usinas de acordo com PINEAU *et al.* (2017): outro critério para cobrança de *royalties* é o faturamento das usinas hidrelétricas, aplicado no Brasil e em Ontário no Canadá.

A China é a maior produtora de hidroeletricidade desde 2004 e, assim como no Brasil, a hidrelétrica também decorre de outorga pública, podendo, no caso brasileiro, ser de concessão ou de autorização. Para os chineses o instrumento de política econômica é tratado com *royalty* que é a compensação que o operador da usina deve pagar pelo seu uso. Assim, o governo central controla as licenças e a regulação do sistema de *royalties*, inclusive valores mínimos e máximos de arrecadação, porém permite maior liberdade para as províncias criarem suas próprias taxas dentro desses limites (PINEAU *et al.*, 2017).

No caso do Brasil há uma distinção em relação à China, a partir da promulgação da Lei 9.648/98 e legislação superveniente, pois usinas hidrelétricas, objeto de concessão passaram a ser outorgadas considerando o critério de menor preço de energia.

A taxa dos *royalties* chinesa é controlada pelos ministérios de controle de preços, de recursos hídricos e pelo Tesouro das províncias, submetida ao governo central. As principais variáveis analisadas são a produção real de energia da usina, o tamanho da barragem e as tarifas locais de água. Os recursos são destinados, principalmente para conservação, proteção e gestão dos recursos hídricos definidos pelo Conselho do Estado da China. Assim como Itaipu possui uma regra própria para cobrança de *royalties*, nos termos do Tratado de Itaipu, a usina de Três Gargantas são decididas em conjunto pelo Ministério das Finanças e pelo Ministério dos Recursos Hídricos, submetidas ao Conselho de Estado (PINEAU *et al.*, 2017).

De forma semelhante à política chinesa, as províncias canadenses, que produzem cerca de 10% da energia hidrelétrica mundial (PINEAU *et al.*, 2017), possuem poder legislativo para a gestão dos recursos hídricos e do setor hidrelétrico de seu território, utilizando os *royalties* como pagamento pelo direito de uso da água e produção de eletricidade. A metodologia de cálculo do *royalty* adotada pela maior parte das províncias baseia-se na energia gerada pelas hidrelétricas. Algumas províncias, como Manitoba e Saskatchewan, consideram também a capacidade de geração de energia para determinada estação do ano. No caso de Ontário, optou-se por uma base de cálculo na renda bruta das usinas, de forma semelhante ao praticado no Brasil (PINEAU *et al.*, 2017).

No Canadá, em geral, as taxas de *royalties* são fixadas por longos períodos e reavaliadas ao final do contrato de concessão da usina hidrelétrica. Cabe destacar que apenas três províncias possuem considerável arrecadação de *royalties* (Quebec, British Columbia e Saskatchewan) e optam pela atualização anual de suas taxas, de acordo com o aumento percentual no índice de preços ao consumidor (PINEAU *et al.*, 2017).

Ao contrário do sistema praticado no Canadá e na China e mais próximo do brasileiro, os EUA centralizam em nível federal a regulamentação da compensação financeira e *royalty* de energia hidrelétrica. No entanto, os estados americanos têm a responsabilidade de gerenciar o uso de recursos hídricos. Dessa forma, a regulação dos EUA possui uma estrutura federal comum e vários regulamentos estaduais (PINEAU *et al.*, 2017).

No âmbito do governo federal dos Estados Unidos, existe a “*Federal Energy Regulation Commission*” - FERC, entidade reguladora semelhante ao papel desempenhado pela Agência Nacional de Energia Elétrica brasileira. A FERC cobra taxas anuais dos empreendimentos hidrelétricos licenciados, com o objetivo de compensar o governo pelos custos de gerenciamento do programa regulatório de energia hidrelétrica e também pelo uso do solo, das barragens e dos benefícios dos projetos construídos com o apoio do governo (PINEAU *et al.*, 2017).

Além da cobrança a nível federal, estados com expressiva geração hidrelétrica (Oregon, Washington e Califórnia) cobram algumas taxas pela produção de energia, com base na capacidade instalada do projeto, informada na licença de uso. Nos EUA, os *royalties* das hidrelétricas são pagos apenas pelos proprietários privados, as usinas de propriedade do governo não pagam essas taxas. Em geral, nos níveis federal e estadual, as cobranças se baseiam em um princípio administrativo e operacional de recuperação de custos. Da mesma forma, na Califórnia os *royalties* vão para o Fundo da Água para cobrir os custos do sistema de administração hídrica (PINEAU *et al.*, 2017).

No caso brasileiro, a ANEEL é responsável, dentre outras atividades, pela regulamentação e fiscalização

dos projetos hidrelétricos, bem como pelo recolhimento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. A taxa desses recursos recebe duas nomenclaturas na ANEEL: a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH), nos termos da Lei nº 7.990/1989, e os *Royalties* (aplicado especificamente para a Itaipu), nos termos do Tratado de Itaipu. As metodologias de cálculo são distintas entre a usina de Itaipu e as demais hidrelétricas.

A Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi regulamentada pela Lei nº 7.990/1989 e aprimorada pela Lei nº 8.001/1990, com modificações dadas pelas Leis nº 9.433/97, nº 9.984/00, nº 9.993/00, nº 13.360/16 e nº 13.661/18. No final da década de 80 a China iniciou sua política de taxa de recursos hídricos, e a partir das experiências internacionais, pode-se dizer que a legislação brasileira seguiu algumas diretrizes já adotadas pelos Estados Unidos e pela província de Ontário no Canadá.

Enquanto os EUA isentam do pagamento as usinas governamentais, no Brasil, há dispensa de recolher Compensação Financeira para os empreendimentos hidráulicos outorgados sob regime de autoprodução e de até 30MW caracterizados como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH.

Os demais empreendimentos hidrelétricos recolhem, atualmente, compensação financeira proporcional a 7% (Lei nº 13.360/2016) do valor da energia produzida e são balizados pela TAR – Tarifa Atualizada de Referência, que é definida anualmente por meio de resolução homologatória da ANEEL – Tabela 2. Assim, o valor a ser recolhido com compensação financeira e sua distribuição no país apresentam a seguinte estrutura:

Tabela 2 – Metodologia de Arrecadação da Compensação Financeira de Recursos Hídricos;

<b>COMPENSAÇÃO FINANCEIRA = VALOR % x ENERGIA GERADA x TAR</b>
Compensação Financeira = valor em reais (R\$)
Valor % = Fator % aplicado a energia produzida definido pela ANEEL
Energia Gerada = valor mensal de geração hidrelétrica (MWh).
TAR = Tarifa Atualizada de Referência (R\$/MWh).

Fonte: ANEEL, 2018.

A repartição da compensação financeira de recursos hídricos é detalhada na Tabela 3:

No caso da Usina Hidrelétrica de Itaipu são pagos *royalties* conforme estabelecido no Tratado de

Itaipu, assinado entre Brasil e Paraguai em 26 de abril de 1973, cujos beneficiários e distribuição equivalem às diretrizes da Compensação Financeira. A metodologia para cálculo dos *royalties* de Itaipu é detalhada na Tabela 4 e sua repartição na Tabela 5.

Tabela 3 – Estrutura de Distribuição dos Recursos da Compensação Financeira

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA DE RECURSOS HÍDRICOS		
REGULAÇÃO LEI nº 13.360/2016 e LEI nº 8.001/1990		
7,00%	0,75%	ANA (100%)
	6,25%	FNDCT (4%)
		MMA (3%)
		MME (3%)
		ESTADOS (45%)
		MUNICÍPIOS (45%)

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 4 – Metodologia de Arrecadação dos *Royalties* de Itaipu

<b>ROYALTIES ITAIPU = ENERGIA GERADA x VALOR x K x TAXA DE CÂMBIO</b>
<i>Royalties</i> Itaipu = valor dos <i>royalties</i> em reais (R\$)
Energia Gerada = geração mensal da energia de Itaipu (MWh);
Valor = valor da energia definido no tratado de Itaipu (US\$)
k = Fator de atualização
Taxa de Câmbio = Taxa de Câmbio referente ao dia do pagamento dos <i>royalties</i>

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 5 – Estrutura de Distribuição dos *Royalties* da Usina Hidrelétrica Itaipu

ROYALTIES ITAIPU		
10%	4%	FNDTC
	3%	MMA
	3%	MME
90%	45%	85% ESTADOS (diretamente atingidos)
		15% ESTADOS (à montante da hidrelétrica)
	45%	85% MUNICÍPIOS (diretamente atingidos)
		15% MUNICÍPIOS (à montante da hidrelétrica)

Fonte: ANEEL, 2018.

A legislação brasileira proíbe a aplicação desses recursos no pagamento de dívidas e em quadro permanente de pessoal. Porém foi permitido o uso desses recursos para capitalização de fundos de previdência, de acordo com a Lei nº 10.195/01, mas não há dados sobre fundos criados com esse recurso.

Segundo ANEEL (2018), apenas no ano de 2017 as hidrelétricas brasileiras pagaram mais de 2,4 bilhões de reais em compensação financeira e *royalties* pela utilização de recursos hídricos. Esse valor representa 17,6% das despesas com a construção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio no complexo do rio Madeira, por exemplo – vide Tabela 6 e 7.

Tabela 6 – Arrecadação da Compensação Financeira em R\$ no período de 2017-2012.

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012
7%	0,75% ANA (100%)	172.810.015	208.815.854	185.261.103	185.527.628	176.768.958	191.885.881
	FNDTC (4%)	57.603.080	66.821.073	59.283.553	59.368.841	56.566.067	61.403.482
	MMA (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	MME (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	6,25% ESTADOS(45%)	648.034.649	751.737.076	666.939.972	667.899.459	636.368.250	690.789.170
	MUNICÍPIOS (45%)	648.034.649	751.737.076	666.939.972	667.899.459	636.368.250	690.789.170
	ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	1.296.069.298	1.503.474.153	1.333.879.944	1.335.798.919	1.272.736.499	1.381.578.341
	TOTAL	1.612.887.012	1.879.342.691	1.667.349.930	1.669.748.648	1.590.920.624	1.726.972.926

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 7 – Arrecadação dos Royalties da hidrelétrica de Itaipu em R\$ no período de 2017-2012

ROYALTIES ITAIPU		2017	2016	2015	2014	2013	2012
0%	ANA (100%)	-	-	-	-	-	-
	FNDTC (4%)	32.512.500	35.158.486	31.671.273	23.585.969	22.148.478	19.138.648
10%	MMA (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	MME (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	ESTADOS(45%)	365.765.620	395.532.967	356.301.824	265.342.149	249.170.376	215.309.790
90%	MUNICÍPIOS (45%)	365.765.620	395.532.967	356.301.824	265.342.149	249.170.376	215.309.790
	ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	731.531.241	791.065.934	712.603.648	530.684.298	498.340.752	430.619.580
	<b>TOTAL</b>	<b>812.812.490</b>	<b>878.962.148</b>	<b>791.781.831</b>	<b>589.649.220</b>	<b>553.711.947</b>	<b>478.466.200</b>

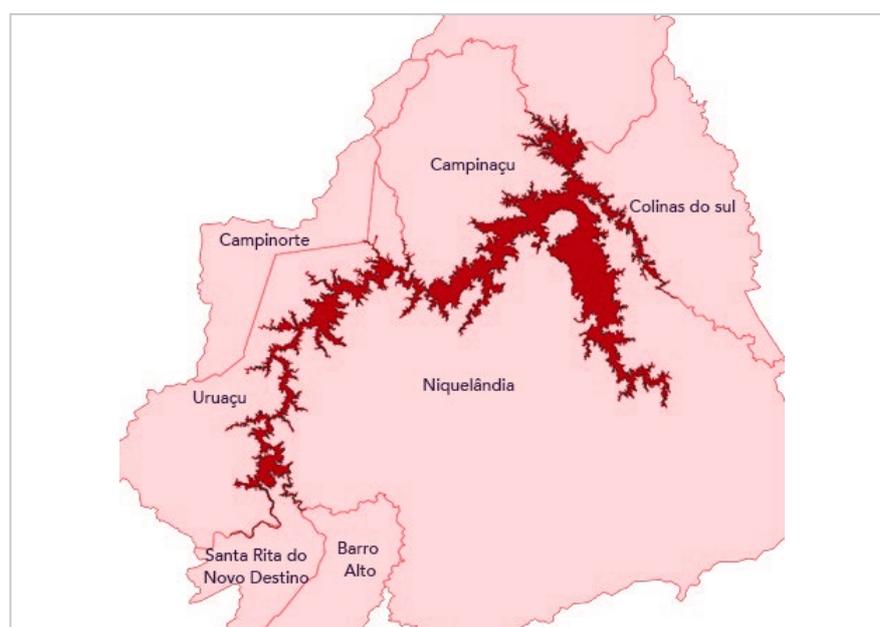
Fonte: ANEEL, 2018.

Importa dizer que o rateio dos recursos de Compensação Financeira baseia-se em dois critérios principais: o primeiro está relacionado ao ganho de energia por regularização da vazão e o segundo, com a área inundada por reservatórios de usinas hidrelétricas. Após o rateio pelo ganho de energia, determina-se os coeficientes de distribuição dos municípios e estados dos beneficiários. No caso dos municípios, o rateio é feito pela proporção das áreas inundadas de cada cidade, além de considerar os casos específicos onde existem localidades com as instalações das casas de máqui-

nas e não há alagamento pelos reservatórios. No caso dos Estados, o valor recebido equivale às somas das áreas alagadas de seus Municípios.

O valor da área inundada pelo reservatório é calculado e fornecido a ANEEL pela própria outorgada titular da usina. A área inundada se refere ao nível máximo associado à vazão de cheia máxima prevista no respectivo projeto da usina hidrelétrica, incluindo o leito original dos rios – como exemplo a seguir na Figura 1.

Figura 1 – Área inundada da UHE Serra da Mesa/GO.



Fonte: ANEEL, 2018.

No caso de central hidrelétrica que tenha reservatório dissociado da casa de máquinas ou que se beneficie de bombeamento de água, estando as instalações elevatórias em município distinto daquele onde se situa o reservatório, é adotado o seguinte critério para a fixação da proporcionalidade de rateio entre os municípios envolvidos:

- i. para o município onde se localiza a casa de máquinas ou as instalações elevatórias de água será atribuída uma fração de numerador unitário e denominador igual ao número de Municípios envolvidos pela central hidrelétrica;
- ii. aos municípios inundados pelo reservatório da central hidrelétrica será dedicado o complemento da fração calculada anteriormente, na proporção de suas áreas inundadas.

Porém, dentro do processo de recolhimento e distribuição dos recursos de Compensação Financeira, cabe destacar a importância da TAR como determinante da arrecadação dos valores devidos pelas usinas. Em 2016, a TAR era de R\$ 93,35/MWh e foi revisada para R\$ 72,20/MWh no ano de 2017, o que representou uma queda de 23%.

Na ótica da regulação, esta redução foi necessária durante a revisão da regulação, tendo em vista alguns fatos relevantes no setor elétrico brasileiro:

- a) A redução do valor da energia pela MP 579 e a Lei nº 12.783/2013: A Medida Provisória 579 foi editada em 11 de setembro de 2012, com o objetivo de viabilizar a redução da tarifa de energia para o consumidor brasileiro. Tal desconto seria resultado de três medidas: (i) a desoneração de alguns dos encargos setoriais; (ii) a antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei no 8.987, de 1995,

que venceriam a partir de 2015; e (iii) o aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético - CDE (FGV, 2014).

- b) Crise Hídrica: A redução na disponibilidade hídrica também corroborou para queda da arrecadação das compensações financeiras. Segundo LUCENA et al. (2012), as mudanças no clima têm alterado de forma significativa os padrões de chuvas no Brasil. Isso impacta, portanto, as vazões disponíveis e consequentemente a participação das hidrelétricas na geração de eletricidade no país. Sendo assim, a queda da eletricidade gerada a partir das hidrelétricas gerou menor arrecadação de compensação financeira, já que esta é percentual e relativa à quantidade de energia gerada.

Nesse sentido, as geradoras hidrelétricas percebem esses dois aspectos como negativos no seu faturamento: de um lado queda no valor da energia com a MP 579 e do outro a crise hídrica com redução da energia gerada, fatores que impactam de forma negativa e simultânea as receitas dessas empresas.

Em decorrência do exposto, a ANEEL revisou a TAR para baixo. Entretanto, essa medida gerou insatisfação dos municípios que dependem da compensação financeira de hidrelétricas e dos *royalties* da usina de Itaipu no seu orçamento.

Este novo cenário de queda na arrecadação desses recursos, somados ao momento de crise na economia brasileira e no orçamento dos governos municipais, motivou a publicação a Lei no 13.661/2018 que alterou as parcelas de participação dos Estados e Municípios na distribuição da compensação financeira e *royalties*. Os Estados passaram a participar com 25%, enquanto os municípios aumentaram para 65% na arrecadação (BRASIL, 2018).

Nas tabelas 8 e 9, são apresentadas simulações com a nova regra de alocação entre os municípios e estados. Dessa forma, pode-se verificar que se a regra

fosse aplicada desde 2012, os Estados estariam com um déficit médio de 450 milhões ao ano e por outro lado, os municípios com o mesmo valor em superávit.

**Tabela 8 – Arrecadação da Compensação Financeira pela nova regra em R\$ no período de 2017-2012**

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA NOVA REGRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012
7%	0,75% ANA (100%)	172.810.015	208.815.854	185.261.103	185.527.628	176.768.958	191.885.881
	FNDTC (4%)	57.603.080	66.821.073	59.283.553	59.368.841	56.566.067	61.403.482
	MMA (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	MME (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	6,25% ESTADOS(25%)	360.019.249	417.631.709	370.522.207	371.055.255	353.537.917	383.771.761
	MUNICÍPIOS (65%)	936.050.048	1.085.842.444	963.357.737	964.743.663	919.198.583	997.806.580
	ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	1.296.069.298	1.503.474.153	1.333.879.944	1.335.798.919	1.272.736.499	1.381.578.341
<b>TOTAL</b>		<b>1.612.887.012</b>	<b>1.879.342.691</b>	<b>1.667.349.930</b>	<b>1.669.748.648</b>	<b>1.590.920.624</b>	<b>1.726.972.926</b>

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de ANEEL, 2018.

**Tabela 9 – Arrecadação dos Royalties da hidrelétrica de Itaipu pela nova regra em R\$ no período de 2017-2012**

ROYALTIES ITAIPU NOVA REGRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012
0%	ANA (100%)	-	-	-	-	-	-
10%	FNDTC (4%)	32.512.500	35.158.486	31.671.273	23.585.969	22.148.478	19.138.648
	MMA (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
90%	MME (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	ESTADOS(25%)	203.203.122	219.740.537	197.945.458	147.412.305	138.427.987	119.616.550
	MUNICÍPIOS (65%)	528.328.118	571.325.397	514.658.190	383.271.993	359.912.766	311.003.030
ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)		731.531.241	791.065.934	712.603.648	530.684.298	498.340.752	430.619.580
<b>TOTAL</b>		<b>812.812.490</b>	<b>878.962.148</b>	<b>791.781.831</b>	<b>589.649.220</b>	<b>553.711.947</b>	<b>478.466.200</b>

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de ANEEL, 2018.

No caso da redução da arrecadação para os estados, isso implica em prejuízos à implementação da Política Nacional dos Recursos Hídricos e da Política Estadual de Recursos Hídricos, pois são os estados e a União que possuem a responsabilidade de aplicar os instrumentos de gestão de recursos hídricos. As Políticas Nacional e Estadual instituíram os seguintes instrumentos:

1. Os planos de recursos hídricos;
2. O Plano estadual dos recursos hídricos;
3. O enquadramento dos corpos de água em classes, segundo os usos preponderantes da água;
4. A outorga de direito de usos de recursos hídricos;
5. A cobrança pelo uso dos recursos hídricos;
6. O sistema de informação sobre os recursos hídricos; e
7. Programa Estadual de Conservação e Revitalização dos Recursos Hídricos (PROHIDRO) (INEA, 2018).

Os instrumentos de gestão citados possuem extrema dependência entre si e têm como objetivos principais a proteção e recuperação das bacias hidrográficas. Esses instrumentos demandam capacidades técnicas, políticas e institucionais, investimentos financeiros e exigem a participação efetiva de todos os órgãos envolvidos. Com a redução da arrecadação, a aplicação dos instrumentos de gestão dos recursos hídricos torna-se deficiente.

Por outro lado, como exposto anteriormente, o que motivou a alteração do percentual de arrecadação para os estados e para os municípios, fazendo com que os municípios passassem a receber 65% da

parcela de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos nas hidrelétricas, foi a repetida solicitação dos prefeitos que contavam com essa receita em seu orçamento anual e por serem as localidades afetadas diretamente pelos empreendimentos. Segundo os municípios, após a alteração da TAR em 2017, foi recebido 30% a menos do que esperavam.

Portanto, depreende-se que o critério de instrumento de política econômica vigente, baseado na TAR e indiretamente no faturamento das usinas, provoca desequilíbrios nas arrecadações dos estados e municípios, quando alterações na legislação afetam esses cálculos. Este desequilíbrio poderá acontecer novamente no caso da eventual descotização de usinas pertencentes ao Sistema Eletrobras. Vale observar ainda que os Estados e Municípios acabam por utilizar essas receitas variáveis em seus orçamentos anuais, de modo permanente, embora não seja essa a função das compensações financeiras arrecadadas. Este fato pode acarretar problemas financeiros quando os valores esperados não são recebidos. Além disso, o critério de aplicação do instrumento de política econômica pela tarifa regulatória e ligada, indiretamente ao faturamento, em um ambiente competitivo de comercialização de energia com ênfase na busca da modicidade tarifária, pode provocar uma instabilidade na arrecadação dos estados e dos municípios beneficiários.

Sendo assim, não seria oportuno avaliar a implementação de ajustes na legislação necessários ao aprimoramento do critério supracitado para que sua aplicação se torne mais estável frente a variações no valor médio de energia hidráulica no mercado regulado?

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações Gerenciais da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, 2018.

BRASIL. Lei no 13.661 de 8 de maio de 2018 – Define as parcelas pertencentes aos Estados e aos Municípios do produto da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), 2018.

Fundação Getulio Vargas. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. Centro de Estudos de Energia – FGV Energia, 2014.

Instituto Estadual do Ambiente (INEA). Informações Institucionais e Gestão das Águas, 2018.

International Energy Agency (IEA). *Key World Energy Statistics*; International Energy Agency: Paris, France, 2017.

Lucena et al., 2012. “Energy sector vulnerability to climate change: A review”. *Energy*, Volume 18, issue 1, p.1-12

PINEAU, P.; TRANCHECOSTE, L.; VEGA-CÁRDENAS, Y. Hydropower Royalties: A Comparative Analysis of Major Producing Countries (China, Brazil, Canada and the United States). *Water Journal*, april, 2017.

PINTO Jr, H. et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. 2ª edição, 2016.

VARIAN, H. *Microeconomia: uma abordagem moderna*. 9a edição, 2015.



Vanderlei Affonso Martins é Pesquisador na FGV Energia. Doutorando do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Planejamento Energético também pela COPPE/UFRJ e economista pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Tem experiência na gestão dos programas de P&D do setor elétrico, regulação da geração distribuída, fontes de energia renováveis e programas de eficiência energética. Possui experiência também com análises de viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos, modelos de avaliação de políticas públicas e avaliação de projetos governamentais, construção de cenários de demanda de energia através de modelos *bottom-up* e estudos relacionados aos temas: smart grids, pobreza energética, economia da energia, regulação do setor elétrico, impactos econômicos das fontes renováveis no Brasil e mudanças climáticas.



Isabella Vaz Leal da Costa é Pesquisadora na FGV Energia e Professora do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Foi Pesquisadora Pós-doc do Laboratório de Engenharia de Processos, Ambiente, Biotecnologia, e Energia - LEPABE, no Departamento de Engenharia Química da Universidade do Porto - FEUP, Portugal. Foi pesquisadora Pós-doc no Centro de Economia Energética e Ambiental - CENERGIA do Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ por 12 anos. É Doutora em Planejamento Energético com ênfase em Tecnologia da Energia pelo PPE/COPPE/UFRJ (2014) e Mestre em Planejamento Energético com ênfase em Planejamento Ambiental pelo PPE/ COPPE/UFRJ (2009). Engenheira Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com ênfase em Recursos Hídricos e Meio Ambiente (2006). Tem experiência na área de Engenharia Civil (Recursos Hídricos e Obras Hidráulicas), Mudanças Climáticas,

Energia e Meio Ambiente, atuando principalmente nos seguintes temas: geração de energia elétrica (hidrelétrica, térmica, solar, eólica), impactos das mudanças climáticas nos sistemas energéticos; cálculos de potencial e custos para mitigação das emissões de gases de efeito estufa provenientes dos setores energo-intensivos no Brasil e no mundo; exploração e produção de petróleo e gás natural; captura e armazenamento geológico de carbono; Eficiência energética e Pegada ecológica nos setores industriais.



Ana Cláudia Cirino dos Santos é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, MG em 2007. Pós-graduada no Curso de Especialização em Análise de Impacto Regulatório da Universidade de Brasília, DF em 2017. Analista de Estudos Energéticos da Duke Energy International, Geração Paranapanema, de 2007 a 2010. Entrou na Agência Nacional de Energia Elétrica em 2011 como Especialista em Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, na Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração, onde atua, desde 2015 como Coordenadora.

\* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV. Este artigo expressa exclusivamente a posição dos autores e não necessariamente da instituição para qual trabalham ou estão vinculados.

A large offshore oil platform with yellow and white structures, including cranes and stairs, situated in the ocean under a blue sky. A blue diagonal graphic element is overlaid on the bottom left of the image.

# Petróleo

Por Pedro Neves

## A) PETRÓLEO

### a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petrleo

O mês de abril de 2018 apresentou produção diária de 2,60 MMbbl/d, superior aos 2,55 MMbbl/d produzidos em março<sup>1</sup>. A variação na produção está conectada ao término de serviços de manutenção em equipamentos do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que opera no campo de Lula, e ao início da produção do FPSO P-74 no campo de Búzios. Ambos estão localizados na bacia de Santos (Petrobras, 2018)<sup>2</sup>. Na comparação anual, registrou-se crescimento de 2,3% em abril (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em abril, 95,6% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,9% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.519 poços, sendo 727

marítimos e 6.792 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,1% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em abril foi oriunda de 86 poços e chegou a 1,42 MMbbl/d de óleo e 58 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1.785 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 54,4% do total produzido no país. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 97.

Ainda se tratando do pré-sal, o presidente Michel Temer sancionou, no dia 15 de junho, a Lei de comercialização do pré-sal (13.679/18), que oficializa a comercialização da parcela da produção referente a União, a ser executada pela Pré-Sal

<sup>1</sup> Vale notar que os dados apresentados na tabela 2.1 não estão equivocados. A produção total caiu em abril, quando comparada a março. Por outro lado, a produção diária aumentou, já que Abril tem 30 dias e Março tem 31.

<sup>2</sup> <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/detalhe-do-post-2.htm>

Petróleo SA. A forma dessa comercialização, no entanto, será reformulada pelo CNPE até o fim do ano. Até lá, o modelo adotado será a comer-

cialização direta. A resolução também permite a realização de leilões para gás natural e refino (com regulamentação prévia da ANP) (EPBR, 2018)<sup>3</sup>.

**Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).**

Agregado	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
<b>Produção</b>	77.901.833,7	-1,7%	2,3%		79.276.286,9	76.169.147
<b>Consumo Interno</b>	52.515.515,6	8,6%	1,8%		48.375.350	51.584.841
<b>Importação</b>	2.180.265,0	-67,5%	-42,2%		6.704.167	3.773.730
<b>Exportação</b>	32.008.155,7	10,3%	44,5%		29.012.632	22.149.174

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre as rodadas de licitação, a expectativa dos órgãos reguladores para a 4ª rodada de partilha, ocorrida no dia 07 de junho, se concretizou com a venda de 75% das áreas ofertadas e bônus de assinatura total de R\$ 3,15 bilhões. A expectativa da ANP é de que as operações das áreas arrematadas gerem algo em torno de R\$ 40 bilhões aos cofres públicos ao longo da vida útil dos campos (O Globo, 2018)<sup>4</sup>.

O bloco de Uirapuru, o maior entre os ofertados (com bônus de assinatura fixo em R\$ 2,65 bilhões) foi arrematado em consórcio formado pela Petrogal (14%), Statoil (28%) e ExxonMobil (28%), e concluído com a participação de 30% da Petrobras (Petronotícias, 2018)<sup>5</sup>. Essa foi a primeira vez que a estatal participou de um consórcio perdedor no leilão e decidiu migrar para o vencedor, o que ilustra a funcionalidade do mecanismo do direito de preferência.

O bloco de Dois Irmãos (cujo bônus de assinatura era de R\$ 400 milhões) foi arrematado por consórcio formado entre Petrobras (45%), BP Energy (30%) e Equinor (25%). A participação da antiga

Statoil também nesse certame marca a estratégia da empresa de inserção no mercado brasileiro, já destacada em edições anteriores desse boletim.

Por fim, o bloco de Três Marias (com bônus de assinatura de R\$ 100 milhões) foi arrematado por consórcio formado entre Chevron (30%), Shell (40%) e Petrobras (30%). Assim como no bloco de Uirapuru, a Petrobras exerceu seu direito de preferência e se inseriu no consórcio vencedor. O bloco de Itaimbezinho não obteve ofertas e deverá ser posteriormente incluído, pela ANP, na oferta permanente de áreas.

Ainda com relação as rodadas de licitação de blocos de exploração, o CNPE aprovou, no dia 5 de junho, um calendário para a 17ª e 18ª rodadas. Os certames, que ocorrem sob regime de concessão, estão agendados para 2020 e 2021, respectivamente. Também ficou acordado que não serão ofertados blocos em área de exploração *onshore* nessas rodadas e na 16ª, já prevista para 2019 (Estadão, 2018)<sup>6</sup>.

<sup>3</sup> <http://epbr.com.br/temer-libera-pps-a-para-vender-o-petroleo-da-uniao-no-pre-sal/>

<sup>4</sup> <https://oglobo.globo.com/economia/confira-quem-levou-cada-bloco-da-4-rodada-do-leilao-do-pre-sal-22754595>

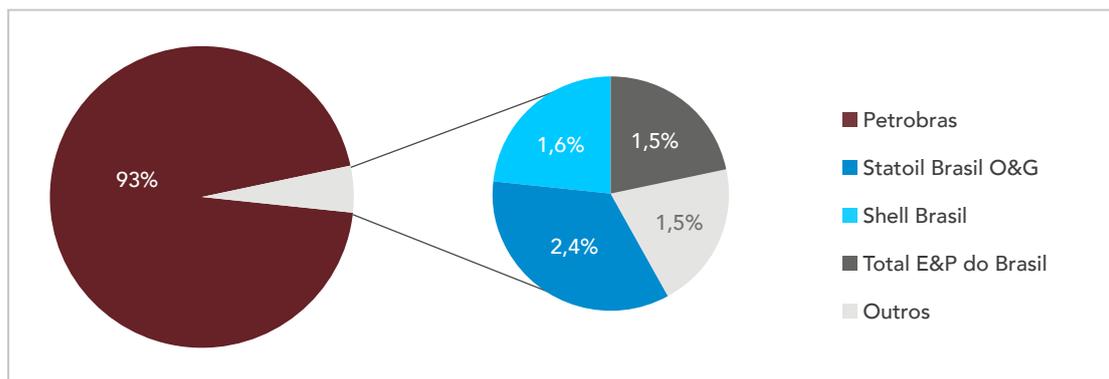
<sup>5</sup> [https://petronoticias.com.br/archives/112990?utm\\_source=feedburner&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%3ADcias%29](https://petronoticias.com.br/archives/112990?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%3ADcias%29)

<sup>6</sup> <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-agenda-17-rodada-de-petroleo-para-2020-18-fica-para-2021,70002338533>

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor (notada na tabela ainda como Statoil Brasil O&G) voltou a subir em abril, de 1,5% para 2,4%, assim

como a Shell, cuja produção aumentou ligeiramente para 1,6%. Após ganhar força em fevereiro, a produção da Total se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de abril.

**Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador**



Fonte: ANP, 2017

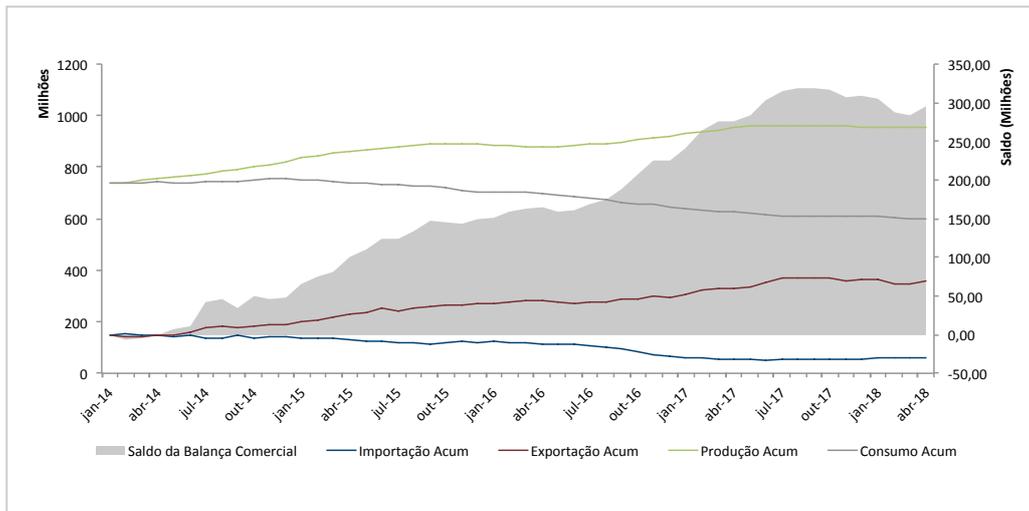
A Petrobras anunciou recentemente que pretende aumentar em 30% seus investimentos com relação a 2017, chegando a US\$ 17,3 bilhões em 2018. Além disso, a estatal espera colocar em operação sete novas plataformas e assim dobrar o nível de perfuração de poços exploratórios, para uma média de 29 poços por ano até 2022 (Valor, 2018)<sup>7</sup>. Juntamente com a Petrobras, grandes petroleiras globais se preparam para aumentar seus investimentos e dividir melhor o protagonismo do setor com a estatal. A ExxonMobil, após aquisição de 19 blocos nos últimos leilões deve começar a investir já este ano nas atividades de exploração em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas. Shell e Statoil também adquiriram a operação de áreas do pré-sal nas rodadas de Partilha do ano passado (Valor, 2018).

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram forte queda no mês de abril, de 67,5%, sendo esse o seu menor valor nos últimos doze meses. A possível motivação da queda pode ser atribuída ao aumento do câmbio e dos preços de referência internacionais do barril de petróleo (WTI e Brent) no período, dado que a produção nacional também declinou em relação a março.

Por outro lado, houve crescimento nas exportações, que registraram aumento de 10,3% comparado ao mês anterior. Na comparação anual, verificou-se redução nos valores relativos a taxa de importações (42,2%) e aumento na taxa de exportações (44,5%).

<sup>7</sup> <http://www.valor.com.br/brasil/5477217/petrobras-pretende-investir-30-mais-em-relacao-2017>

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

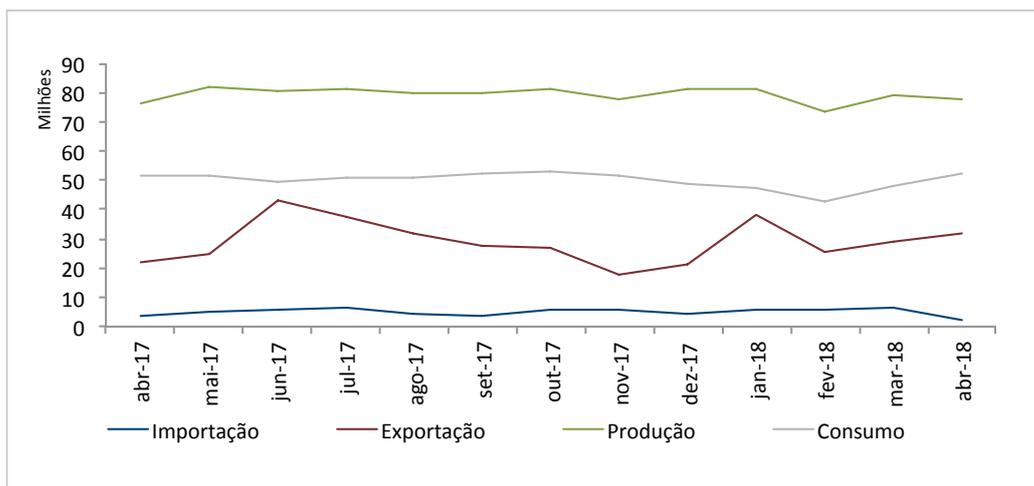


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo aumentou ligeiramente em abril, revertendo a tendência de queda no ano. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre

Exportações e Importações, verificou-se um aumento em abril de 2018 no acumulado de 12 meses, contribuindo positivamente para recuperação do saldo em transações da balança comercial (Figura 2.4).

Figura 2.4: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou crescimento no mês de abril, atingindo o valor de US\$ 72,11/bbl. O WTI também segue tendência altista e chegou ao valor de US\$ 66,25 em abril.

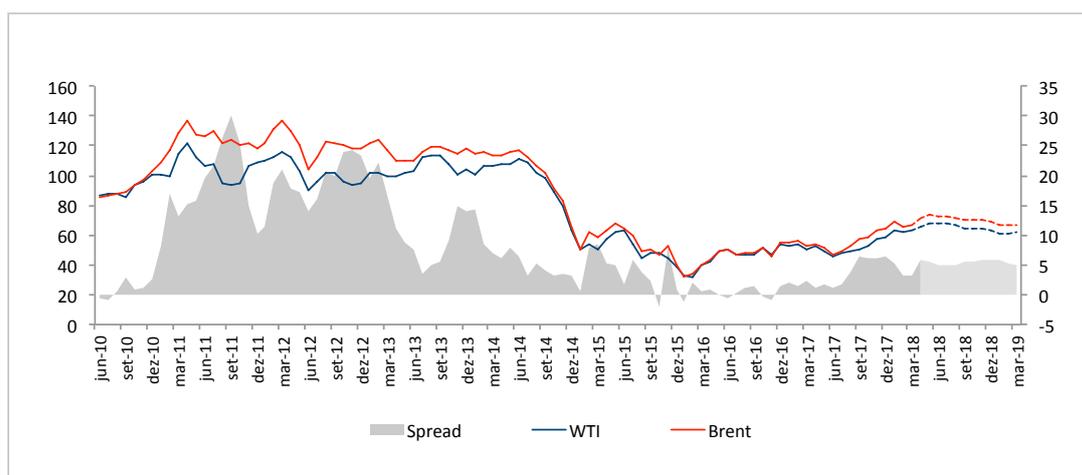
Apesar de estarmos analisando dados do mês de abril de 2018, nesta edição adiantamos que as flutuações nos preços internacionais do barril devem persistir num horizonte próximo. Após a retomada das sanções ao Irã pelo governo norte-americano, a Rússia e a Arábia Saudita procuram formas de convencer os outros membros da OPEP em liberar uma margem da sua produção de petróleo com o objetivo de conter a alta nos preços e a diminuição da oferta no mercado.

É bem verdade que a Arábia Saudita não tem interesse em uma queda acentuada na cotação, dado

o cada vez mais iminente IPO da sua estatal, Saudi Aramco. No entanto, a maioria dos países pertencentes a OPEP não teria capacidade de aumentar sua oferta nesse momento e perderia receita no caso de queda dos preços (WorldOil, 2018)<sup>8</sup>.

Ainda nesse contexto, a Venezuela, que também faz parte do grupo, vê sua produção de petróleo cair para o menor nível em 30 anos, para apenas 1,39 MMbbl/d em maio de 2018. Esse valor chega a ser inferior a produção registrada em abril do mesmo ano para o pré-sal brasileiro. A crise na PDVSA, estatal venezuelana, tem origens divergentes segundo o presidente Maduro, que acredita que a má gestão na empresa é a responsável pelos números; e especialistas, que associam os problemas a um déficit fiscal da PDVSA, que já representa 20% do PIB venezuelano. A realidade é que a queda na produção do país influencia diretamente na oferta da OPEP, que precisa diversificar sua produção devido a esse tipo de flutuação (Estadão, 2018)<sup>9</sup>.

**Figura 2.5: Preço Real e Projeção (\$/Barril).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

<sup>8</sup> <http://www.worldoil.com/news/2018/5/27/saudi-russia-policy-shift-sets-stage-for-tense-opec-meeting>  
<sup>9</sup> <https://internacional.estadao.com.br/noticias/geral,petroleo-atinge-pior-nivel-em-30-anos-na-venezuela,70002348129>

Voltando à produção brasileira, em abril, os cenários da produção nos estados foi bastante diversificada. O destaque positivo ficou com o Espírito Santo, que retomou o segundo lugar absoluto na produção do

país. Contudo, grande parte desse crédito ficou atribuído a forte queda (17%) na produção de São Paulo. A produção *onshore* segue em declínio no país como um todo, mesmo com leves altas em alguns estados.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
AL	Onshore	78.098	0,1%	-14,6%		78.015	91.441
	Offshore	2.201	4,7%	-50,9%		2.103	4.481
AM	Onshore	630.005	-1,4%	1,5%		639.009	620.953
	Onshore	865.839	-4,4%	-9,6%		905.618	958.290
BA	Offshore	15.114	-8,2%	2,2%		16.472	14.785
	Onshore	32.370	0,3%	-11,3%		32.285	36.509
CE	Offshore	133.443	4,8%	8,9%		127.372	122.561
	Onshore	319.660	0,1%	8,3%		319.400	295.233
ES	Offshore	10.599.603	2,4%	-6,2%		10.354.333	11.296.384
	Onshore	106	-	918,1%		0	10
RJ	Offshore	55.127.760	0,6%	8,8%		54.775.419	50.661.549
RN	Onshore	1.067.797	-3,7%	-17,5%		1.108.468	1.294.395
	Offshore	170.252	-4,0%	0,8%		177.416	168.901
SP	Offshore	8.329.638	-17,8%	-16,1%		10.135.159	9.928.917
SE	Onshore	407.562	-9,1%	-21,2%		448.171	517.256
	Offshore	122.385	-22,1%	-22,3%		157.047	157.481
<b>Total</b>		<b>77.901.834</b>	<b>-1,7%</b>	<b>2,3%</b>		<b>79.276.287</b>	<b>76.169.147</b>

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em abril, a maioria dos derivados de petróleo registrou crescimento de suas produções, com exceção do GLP, cuja produção reduziu 1,9% este mês (Tabela

2.3). O destaque positivo foi a produção de óleo combustível, que terminou o mês de abril com alta de 16,5% em relação ao volume produzido em março.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
Gasolina	Produção	12.597.060	4,3%	-12,0%		12.074.938	14.319.983
	Consumo	21.218.200	-7,0%	-7,6%		22.806.425	22.959.138
	Importação	1.613.633	-33,5%	-38,3%		2.427.105	2.615.043
	Exportação	928.591	341,0%	1154,5%		210.580	74.023
Diesel	Produção	21.118.777	1,9%	-3,3%		20.730.185	21.840.794
	Consumo	29.043.932	-4,3%	11,4%		30.356.334	26.081.477
	Importação	7.286.332	8,8%	44,3%		6.695.410	5.048.440
	Exportação	932.532	-	-		0	0
GLP	Produção	3.830.210	-1,9%	5,4%		3.904.054	3.633.384
	Consumo	6.862.305	-0,4%	5,7%		6.891.398	6.493.839
	Importação	1.868.989	-20,2%	193,4%		2.342.446	637.086
QAV	Produção	3.581.128	10,8%	14,6%		3.230.962	3.123.545
	Consumo	3.569.665	-1,8%	10,1%		3.634.153	3.242.356
	Importação	2.580	-98,3%	-		152.985	0
	Exportação	27.858	-26,2%	0,6%		37.739	27.680
Óleo Combustível	Produção	6.411.782	16,5%	-2,0%		5.504.543	6.545.172
	Consumo	1.036.417	-25,3%	-30,0%		1.387.882	1.481.504
	Importação	58	-100,0%	-		270.019	75
	Exportação	2.062.301	-30,3%	-11,5%		2.959.496	2.330.294

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A Petrobras segue sua busca por parceiros em refino no país e estendeu, em junho de 2018, o prazo para assinaturas de acordos de confidencialidade para interessados nos ativos ofertados pela empresa em abril desse ano. Com o fim do prazo para as assinaturas, os participantes deverão apresentar suas propostas. A estatal alega já ter cinco interessados nas refinarias e que a extensão do prazo poderá aumentar o mérito delas. Vale lembrar que os ativos ofertados incluem as Refinarias Abreu Lima, Landulpho Alves, Alberto Pasqualini e Presidente Getúlio Vargas, além de vários outros terminais (Reuters, 2018)<sup>10</sup>.

Em abril de 2018, confirmando a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente inferiores aos de referência internacional. No caso do diesel, seu preço doméstico segue superior ao internacional, apesar da inflexão observada no mês anterior para o diesel. A realização residencial de GLP ficou abaixo da referência enquanto a industrial segue acima desta desde junho de 2015. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

Figura 2.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

(1) Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de interação

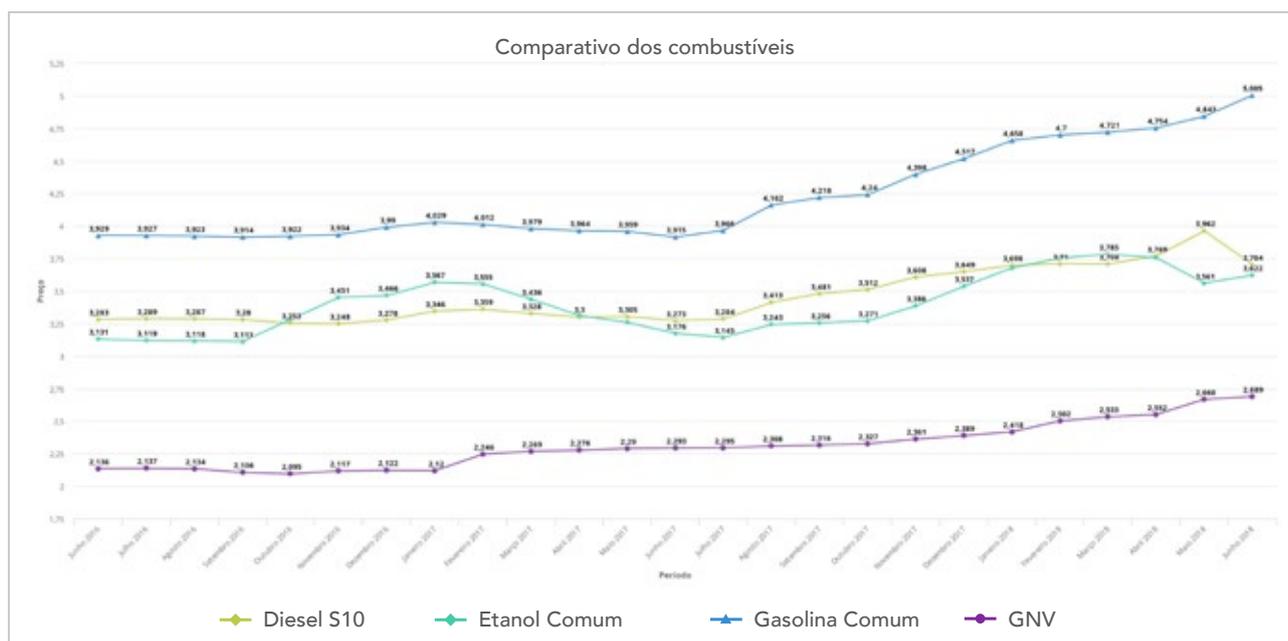
<sup>10</sup> <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1JE1KV-OBRBS>

### C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços

da gasolina e do diesel estão alinhados conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV praticados por postos de gasolina no Brasil. Os dados são da plataforma FuelLog.<sup>11</sup>

Figura 2.7: Histórico de preços da gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV no Brasil (R\$)



Fonte: FuelLog, 2018

Pode-se observar que, para o consumidor final, há um aumento quase constante, a partir de julho de 2017, embora a Petrobras alterne entre aumentos e reduções, os preços em seus reajustes. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 15% e, por mais que a Estatal brasileira alegue que sua intenção era aumentar a competitividade da companhia e incentivar a entrada de investidores no país, principalmente no setor de Downstream; sabe-

se que existem problemas muito relevantes atrelados a esta política.

Diante desse cenário e, em face a todo o movimento causado pela greve dos caminhoneiros em maio de 2018, o governo e a Petrobras tomaram medidas que podem ter colocado em risco as margens do setor, possivelmente afetando a oferta de combustíveis nos próximos meses.

<sup>11</sup> A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: [www.fuellog.com.br](http://www.fuellog.com.br)

Entre essas medidas, o governo federal anunciou uma redução no preço do óleo diesel rodoviário de R\$0,46/litro, alcançada por meio da redução de tributos e subvenção paga pela União. Desse total, R\$0,16 correspondem a uma diminuição de impostos e a união subsidia os outros R\$0,30/litro. A Petrobras não subsidiará o preço do diesel nem incorrerá em prejuízo pois será ressarcida pela União. A redução será mantida por 60 dias e, após o prazo, ajustes de preço do diesel serão mensais (Petrobras, 2018)<sup>12</sup>.

No entanto, a fórmula de preços da ANP deixa de considerar questões como os diferentes volumes e custos logísticos em cada região, causando distorções nas regiões Norte e Nordeste. Os custos também foram fixados em BRL, então a desvalorização da moeda afetaria os custos de importação, que são 75% em USD. O que foi visto, após a definição do novo preço de referência pela ANP, é que as margens de importadores em certas regiões ficou negativa (UBS, 2018)<sup>13</sup>.

Embora o governo tenha concedido aos importadores o mesmo benefício da Petrobras, de participar no programa de subvenção, também anunciou um imposto sobre esses importadores, que poderá reduzir significativamente a margem e diminuir a importação nos próximos meses. Como a Petrobras

não consegue suprir sozinha o mercado doméstico de diesel inteiro, tendo em vista que cerca de 25% do diesel vendido no Brasil é importado, isso causaria uma pressão nos preços. Todas essas distorções de preço contribuiriam para a queda de margens, o que deve levar a uma diminuição no volume de importações e uma escassez de combustível no país (UBS, 2018).

Na escala estadual, o governo do Rio de Janeiro, ofereceu no dia 24 de maio uma redução no ICMS do diesel de 16% para 12% para chegar a um acordo com os caminhoneiros, igualando a alíquota com a de São Paulo. O estado também estuda mudar o recolhimento do ICMS das transportadoras para as empresas que contratam o serviço de transporte (G1, 2018)<sup>14</sup>.

Por fim, o CADE publicou um estudo propondo medidas para aumentar a concorrência no setor de combustíveis, tais como: permitir que produtores de álcool vendam diretamente aos postos, repensar a proibição de verticalização do setor de varejo de combustíveis, extinguir a vedação à importação de combustíveis pelas distribuidoras e permitir postos do tipo autoserviço. Essas medidas eliminariam ineficiências e levariam a uma queda nos preços para consumidores no médio ao longo prazo (UBS, 2018).

<sup>13</sup> LatAm Oil&Gas - Fuel Distribution: Strike Out. Acessado em 18 de junho de 2018.

<sup>14</sup> <https://g1.globo.com/rj/rio-de-janeiro/noticia/pezo-anuncia-reducao-do-icms-do-diesel-no-rj-em-acordo-com-caminhoneiros.ghtml>

# Gás Natural

Por Larissa Resende

## A) DADOS GERAIS<sup>15</sup>

A produção nacional de gás natural sofreu nova queda, desta vez de 2,6%, passando de uma produção média de 109,8 MMm<sup>3</sup>/dia em fevereiro para 107,0 MMm<sup>3</sup>/dia em março. Com queda ainda mais acentuada, a oferta de gás nacional passou de 55,5 MMm<sup>3</sup>/dia no mês anterior para 52,1 MMm<sup>3</sup>/dia em março, ficando 6,0% abaixo da registrada em fevereiro.

Em relação ao consumo de gás natural, este continua em queda, dessa vez de 3,0% em relação ao

mês anterior, sendo consumido um total de 73,5 MMm<sup>3</sup>/dia. Tanto a oferta de gás nacional, quanto o consumo do energético, apresentaram o menor registro dos últimos doze meses.

Por outro lado, foi possível observar aumento de 10,3% no total de gás natural importado no mês de março. Enquanto que em fevereiro a importação registrou o volume de 24,9 MMm<sup>3</sup>/dia, no mês de análise este foi de 27,5 MMm<sup>3</sup>/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências *	fev-18	mar-17
Produção Nacional	107,0	-2,6%	5,5%		109,8	101,4
Oferta de gás nacional	52,1	-6,0%	0,4%		55,5	51,9
Importação	27,5	10,3%	-2,4%		24,9	28,2
Consumo	73,5	-3,0%	-3,6%		75,8	76,3

\* Tendências nos últimos 12 meses  
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

<sup>15</sup> Os dados do mês de março explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

## B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Apresentando queda pelo quinto mês consecutivo, a produção bruta de gás natural no Brasil passou de 109,8 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de fevereiro para 107,0 MMm<sup>3</sup>/dia em março. Essa queda, já esperada, pode ser justificada pelas paradas programadas para manutenção de equipamentos nas plataformas nos campos de Lula, na Bacia de Santos, e Peroá/Cangoá, na Bacia do Espírito Santo.

Em relação à parcela total de gás que ficou indisponível

ao mercado, enquanto a queima apresentou queda, novamente, desta vez de 7,8%, todas as demais parcelas de gás indisponível continuaram em alta. O volume reinjetado sofreu alta de 1,6%, absorção em UPGN's e consumo interno de 1,3%, cada parcela. Dessa forma, enquanto que o volume queimado apresentou o menor valor dos últimos doze meses, o gás reinjetado e o total de gás indisponível apresentaram o maior volume dos últimos doze meses. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

**Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)**

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências *	fev-18	mar-17
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	107,0	-2,6%	5,5%		109,8	101,4
Reinjeção	33,4	1,6%	17,3%		32,9	28,5
Queima	3,3	-7,8%	-4,3%		3,6	3,5
Consumo interno em E&P	13,6	1,3%	2,0%		13,4	13,3
Absorção em UPGN's	4,5	1,3%	8,1%		4,5	4,2
<b>Subtotal</b>	54,9	0,9%	10,9%		54,4	49,5
<b>Oferta de gás nacional</b>	52,1	-6,0%	0,4%		55,5	51,9
Ofert nacional/Prod. Bruta	48,7%	-3,5%	-4,8%		50,5%	51,2%

\* Tendências nos últimos 12 meses

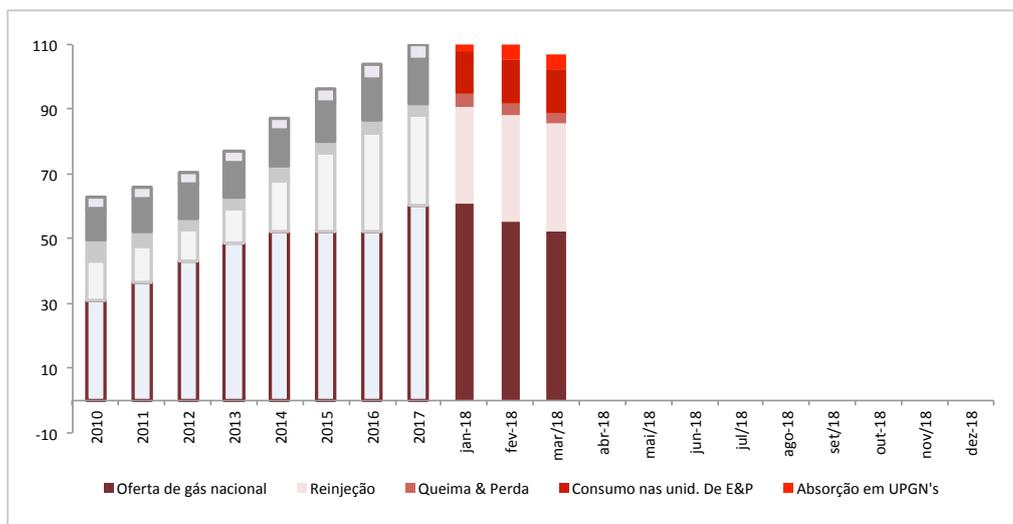
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

É esperado que essa participação do pré-sal aumente ainda mais nos próximos anos com a priorização da exploração e produção neste horizonte geológico. Se olharmos para o Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, nos próximos 5 anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos, dezesseis são voltados para extração no pré-sal. É esperado que a produção do pré-sal tenha um aumento contínuo e suave até 2021, quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra.

Entretanto, embora esses campos apresentem um importante diferencial, que é a elevada razão gás-óleo dos reservatórios, o aumento na oferta de gás não acompanha o crescimento da oferta de petróleo, dado o elevado nível de reinjeção de gás. Dado que o crescimento da reinjeção de gás acompanha

o aumento da produção de petróleo no pré-sal, com a expectativa de aumento mais acelerado da produção a partir de 2021, mais ainda a partir de 2023, é esperado que o problema do volume de gás reinjetado se agrave a partir desse ano. Dado que o consumo só será suficiente para tornar o gás comercial se o preço for baixo, o custo da infraestrutura de transporte, processamento e distribuição é um fator primordial para sua viabilização. Para que a viabilização do aumento da produção do gás do pré-sal ocorra, é muito importante que haja uma política de preços coerente com a realidade do mercado, considerando, ainda, que esse gás vai concorrer com a oferta de gás boliviano e de GNL.

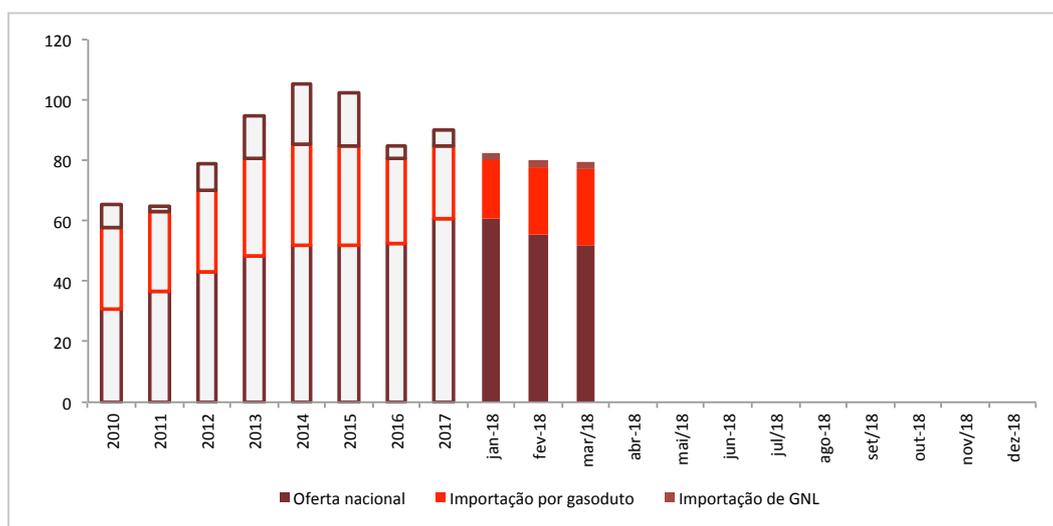
Ao se analisar o Gráfico 3.1, é possível observar a queda no volume de gás produzido no primeiro trimestre de 2018, assim como o aumento da parcela de gás indisponível ao mercado.

Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm<sup>3</sup>/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o Gráfico 3.2, enquanto que a oferta de gás natural no Brasil no primeiro trimestre deste ano vem sofrendo queda, é possível observar aumentos consecutivos na importação, o que vai de encon-

tro com o observado na média dos anos anteriores, onde a oferta nacional vinha apresentando aumento, sobretudo devido a produção do pré-sal, enquanto a importação vinha sofrendo queda.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm<sup>3</sup>/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado em março, que apresentou segundo aumento consecutivo em todas as suas parcelas, é possível observar alta de 11,2% na importação via gasoduto e

de 2,4% via GNL, resultando em um volume total importado de 27,5 MMm<sup>3</sup>/dia em março, 10,3% acima do importado no mês de fevereiro, como é possível observar na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências *	fev-18	mar-17
Gasoduto	25,1	11,2%	-2,5%		22,5	25,7
GNL	2,4	2,5%	-1,2%		2,4	2,5
Total	27,5	10,3%	-2,4%		24,9	28,2

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

## C) CONSUMO

Em relação ao consumo de gás natural, se por um lado a demanda nos segmentos residencial, automotivo e comercial apresentou alta de 5,8%, 4,2% e 1,3%, respectivamente, a demanda para geração elétrica, industrial e cogeração apresentaram queda, de 4,2%, 3,6% e 4,7%, respectivamente, fazendo com que

o total consumido no mês de março registre menor volume dos últimos doze meses.

Foi consumido no mês de março um volume total de 73,5 MMm<sup>3</sup>/dia, 3,0% abaixo do consumido na média de fevereiro, como é possível observar na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências *	fev-18	mar-17
Industrial	38,9	-3,6%	-6,8%		40,3	41,7
Automotivo	6,0	4,2%	12,2%		5,7	5,3
Residencial	1,1	5,8%	25,3%		1,0	0,9
Comercial	0,8	1,3%	12,7%		0,8	0,7
GEE	23,4	-4,2%	-5,9%		24,4	24,8
Cogeração	2,8	-4,7%	24,0%		3,0	2,3
Total	73,5	-3,0%	-3,6%		75,8	76,3

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Apenas uma pequena parcela dos usuários potenciais do Brasil têm acesso ao gás natural, o que mostra a importância da ampliação da infraestrutura de transporte de gás de forma a ampliar o acesso ao combustível. Atualmente, em termo de investimento programado em infraestrutura de transporte, o Brasil conta apenas com o projeto Rota 3, da Petrobras,

que planeja a construção de uma unidade de processamento de gás natural e um gasoduto de 355 km no Estado do Rio de Janeiro. Sendo destinado ao escoamento do gás de campos do pré-sal da Bacia de Santos e com entrada em operação planejada para 2020, o Rota 3 não será suficiente para escoar toda a oferta que o país poderá produzir nos próximos anos.

## D) PREÇOS

Em relação ao preço do gás natural no mercado internacional, exceto pelo preço do gás natural liquefeito (GNL) entregue no Japão, que apresentou queda de 16,7% no mês de março, sendo cotado a 8,8 US\$/MMBTU, foi observado alta nos demais preços internacionais analisados. Enquanto o Henry Hub registrou alta de 0,8%, fechando em 2,7 US\$/MMBTU, o preço do gás no NBP foi cotado a 6,8 US\$/MMBTU, com alta de 6,8% em relação a fevereiro e o preço na Europa e no Japão registraram alta de 2,0% e 0,3%, respectivamente, como é possível observar na Tabela 3.5.

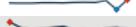
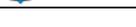
Em relação ao preço do gás importado no Brasil, a alta registrada foi bastante significativa. O GNL entregue no Brasil apresentou alta de 31,5%, sendo cotado na média a 8,0 US\$/MMBTU, enquanto o gás importado da Bolívia via gasoduto apresentou aumento de

41,6%, atingindo seu maior valor dos últimos doze meses – sendo comercializado a 6,5 US\$/MMBTU.

Em relação ao gás natural entregue da Petrobras para as distribuidoras, este foi entregue no citygate com queda de 1,2% em relação ao mês de fevereiro, a 7,8 US\$/MMBTU, e no Programa Prioritário Termelétrica com baixa de 0,3%, a 4,3 US\$/MMBTU.

Já o gás entregue das distribuidoras ao consumidor final, este chegou a um preço de 14,6 US\$/MMBTU nos postos (gás natural veicular), queda de 0,5% em relação ao preço médio de fevereiro, e para o consumidor industrial nas faixas de consumo até 2.000m<sup>3</sup>/dia, 20.000m<sup>3</sup>/dia e 50.000m<sup>3</sup>/dia chegou a 17,1 US\$/MMBTU, 15,1 US\$/MMBTU e 14,6 US\$/MMBTU respectivamente, faixa de preço elevada se comparado aos preços entregues nos últimos doze meses.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências *	fev-18	mar-17	
Henry Hub	2,7	0,8%	-8,4%		2,7	2,9	
Europa	7,0	2,0%	29,1%		6,9	5,4	
Japão	9,1	0,3%	16,9%		9,1	7,8	
NBP**	6,8	6,7%	27,4%		6,4	5,4	
GNL no Japão	8,8	-16,7%	38,2%		10,6	6,4	
GNL no Brasil ***	8,0	31,5%	11,4%		6,1	7,2	
Gás Importado no Brasil ****	6,5	41,6%	19,1%		4,6	5,4	
PPT *****	4,3	-0,3%	-1,2%		4,3	4,3	
No City Gate	7,8	-1,2%	8,3%		7,9	7,2	
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref. Brasil)	GNV	14,6	-0,5%	-27,0%		14,7	20,0
	Indústria - 2.000 m <sup>3</sup> /dia *****	17,1	-0,2%	16,3%		17,2	14,7
	Indústria - 20.000 m <sup>3</sup> /dia *****	15,1	-0,1%	15,7%		15,1	13,0
	Indústria - 50.000 m <sup>3</sup> /dia *****	14,4	0,0%	14,7%		14,4	12,6

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

\*\* National Balancing Point (UK)

\*\*\* Preço FOB

\*\*\*\* Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

\*\*\*\*\* não inclui impostos

\*\*\*\*\* preços c/ tributos

## E) PRÉVIA – ABRIL 2018<sup>16</sup>

Após cinco quedas consecutivas, a produção de gás natural nacional apresentou aumento de 1,7% no mês de abril, sendo produzido um total de 109 MMm<sup>3</sup>/dia frente aos 107 MMm<sup>3</sup>/dia produzidos na média do mês de março, sendo a produção do pré-sal responsável por 58 MMm<sup>3</sup>/dia da produção de gás total, novo recorde de produção – do pré-sal. Lula, na Bacia de Santos, foi o que mais produziu gás natural, uma média de 38 MMm<sup>3</sup>/dia.

Dos 109 MMm<sup>3</sup>/dia produzidos nacionalmente, 59,7 MMm<sup>3</sup>/dia foi disponibilizado ao mercado, sendo 3% foi perdido em queima, 30% em reinjeção e 12% em consumo interno.

Em relação a distribuição da produção, Rio de Janeiro foi o maior estado produtor, tendo produzido 53% de todo o gás natural, seguido do estado de São Paulo e Amazonas, respondendo por 16% e 13%, respectivamente.

## F) FUTURO

De fato, a geração energética a gás natural tem se tornado cada vez mais comum em comércio e indústria graças às diversas vantagens frente aos modelos convencionais movidos a diesel. A menor emissão de poluentes e melhor gestão do combustível no local é uma das vantagens que o gás apresenta diante do diesel.

Mas sem dúvida essa maior utilização do gás natural para geração energética só será possível a partir da criação de um mercado de gás natural, aqui nos referimos a um maior número de agentes

tanto na oferta quanto na demanda, de forma a proporcionar preços atrativos frente aos energéticos alternativos.

Com a iniciativa de desinvestimentos da Petrobras no setor se abriu uma oportunidade para a criação desse mercado. Uma ampla discussão foi feita no âmbito do programa governamental Gas para Crescer, visando a abertura do mercado de gás. E o que a gente espera é que esse processo de mudança, que é inevitável, seja feito da melhor forma possível. Que certamente, com a abundância de gás que temos debaixo das camadas de sal, se os agentes fizerem o “dever de casa”, o gás natural terá um potencial de fomentar o desenvolvimento do país, atuando como energético estratégico para a construção de uma matriz energética mais limpa.

E se tratando da matriz elétrica, especificamente, não resta dúvidas que o gás natural é o energético de transição. Dado a perda de capacidade de regularização da geração dos reservatórios hídricos, somado à intermitência das novas energias renováveis, o gás natural é um poderoso candidato para assumir esse papel, de energético de transição, garantindo a segurança energética e viabilizando uma matriz mais limpa.

Em relação a preço, além dos preços do gás produzido nacionalmente serem mais do que o dobro do preço nos EUA – o preço do gás doméstico é também mais elevado do que o preço do gás importado da Bolívia, e encontra-se em nível superior ao preço médio em que o GNL foi entregue no país nos anos de 2017 e 2018. O que chama

<sup>16</sup> Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, disponível no link <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

a atenção para a necessidade de políticas energéticas e modificações regulatórias que permitam o desenvolvimento de um mercado de gás natural, com múltiplos agentes tanto na oferta quanto na demanda, permitindo preços domésticos competitivos. Que é o que as discussões do programa governamental Gás para Crescer buscou trazer.

Embora a atual Lei do Gás necessite passar por mudanças, o projeto de lei que trata a reforma do marco regulatório do gás natural da forma como

foi proposto não está prosperando. Dessa forma, dado que o projeto de lei tem enfrentando dificuldades para ser aprovado, os agentes têm expectativa de que parte das questões propostas possam ser aprovadas a partir de medidas infra legais, deixando de abordar todos os aspectos que vinha querendo tratar e reduzindo o foco para soluções mais simples e mais fáceis na condução da busca do objetivo principal, que é a abertura da concorrência na oferta e consequente introdução ao mercado livre para o gás.



## Biocombustíveis

*Por Tamar Roitman*

### A) PRODUÇÃO

No dia 1º de abril de 2018, teve início a safra 2018/19 de cana-de-açúcar do Centro-Sul do país, região responsável por mais de 90% da produção nacional de açúcar e etanol. De acordo com dados da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), a safra anterior (2017/18) encerrou em 31 de março, com uma produção total de 633,3 milhões de toneladas de cana, quantidade 3,6% inferior à do ciclo 2016/17, quando foram produzidas 657,2 milhões de toneladas. Para a safra que acabou de iniciar, a expectativa é de um resultado pior, com a moagem de 625,9 milhões de toneladas de cana, o que representa uma queda de 1,2% em relação ao ciclo 2017/18. Dentre os motivos para esse cenário pessimista estão o clima seco e o baixo investimento na renovação dos canaviais, o que implica no envelhecimento dos mesmos, reduzindo a produtividade. No novo ciclo, uma parcela maior da cana deverá ser destinada para o etanol. Segundo estimativas da Conab, 56,6% da produção de cana terá como fim a produção de biocombustível, enquanto na safra anterior 54,6% da cana produzida teve o mesmo destino. A produção de

etanol deve aumentar 1,4%, indo de 27,7 bilhões de litros, no ciclo 2017/18, para 28,2 bilhões de litros, no ciclo 2018/19, segundo a Companhia.

O desabastecimento de diesel provocado pela greve dos caminhoneiros, em maio de 2018, causou impactos nas atividades do setor sucroalcooleiro, uma vez que o combustível é utilizado no maquinário agrícola. De acordo com a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), deixaram de ser processados 13 milhões de toneladas de cana, na segunda quinzena de maio, devido à suspensão das operações pela falta de diesel e outros insumos. Além disso, as distribuidoras não conseguiram retirar o biocombustível nas usinas e destilarias e as unidades deixaram de entregar 300 milhões de litros de etanol hidratado e 150 milhões de litros de etanol anidro.

No mês de abril/18, foram produzidos 609,8 milhões de litros de etanol anidro e 2.060,7 de etanol hidratado, superando a produção de março/18 em 554,7% e 246,5%, respectivamente,

como resultado do início da nova safra. Os altos volumes, superando a produção do mesmo mês do ano passado (abril/17), foram resultado da maior destinação da cana para a produção de biocom-

bustível. No acumulado de janeiro a abril de 2018, a produção de etanol anidro ficou 10,2% abaixo do mesmo período de 2017, enquanto o volume de etanol hidratado teve alta de 58,7%.

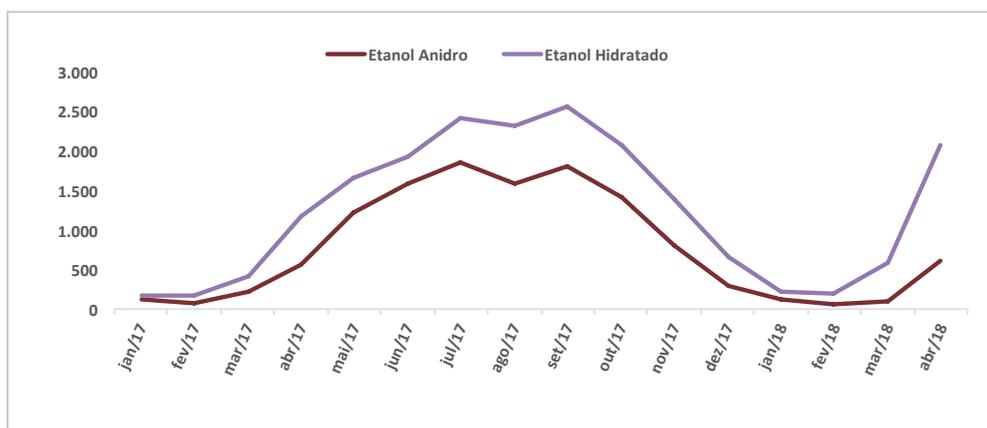
**Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)**

Biocombustível	abr-18	acum-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	acum-18/acum-17	Tendências*	mar-18	abr-17	acum-17
Etanol Anidro	609,8	880,2	554,7%	11,3%	-10,2%		93,1	548,1	980,6
Etanol Hidratado	2.060,7	3.068,2	246,5%	75,8%	58,7%		594,7	1.172,1	1.933,9
Total Etanol	2.670,5	3.948,4	288,2%	55,2%	35,5%		687,9	1.720,2	2.914,5
Biodiesel	446,2	1.574,7	-1,4%	28,7%	31,7%		452,4	346,6	1.195,9

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

**Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de biodiesel, que alcançou o seu maior volume histórico em março/18 (452,4 milhões de litros), teve uma pequena queda (1,4%) em abril/18, com 446,2 milhões de litros produzidos. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (abril/17), foram produzidos 28,7% a mais do biocombustível. Considerando os quatro primeiros meses do ano, a produção do biocombustível, em 2018, está 31,7% acima do mesmo período de 2017. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

Os volumes produzidos em março e abril de 2018 somaram 898,6 milhões de litros, o que corresponde a 99,5% do volume negociado no 59º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados 903,2 milhões de litros.

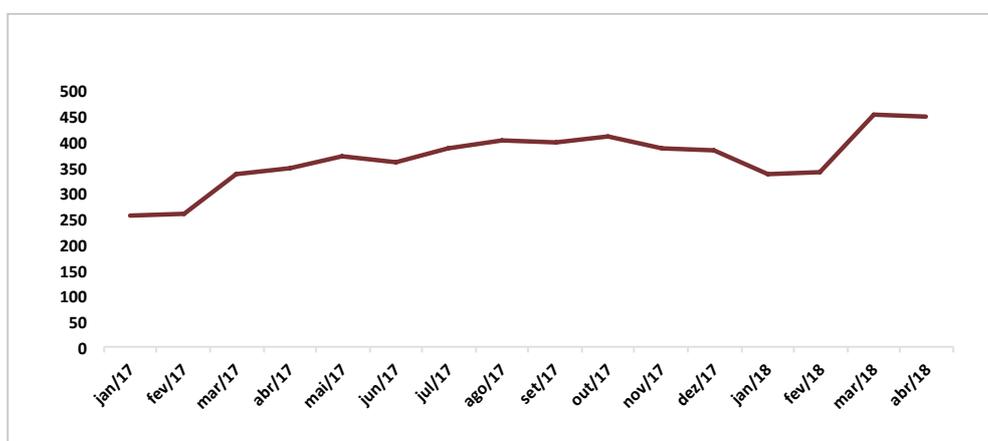
A greve dos caminhoneiros também afetou a produção de biodiesel, por falta de insumo e pela dificuldade em escoar o produto, deixando as usinas com os estoques cheios e obrigando-as a parar a produção. Durante a greve, a ANP flexibilizou a obrigatoriedade da adição de biocombustíveis nos combustíveis fósseis, permitindo o comércio de diesel sem os 10% de biodiesel e, também, de

gasolina com 18% de etanol anidro (desde março de 2015, o teor obrigatório é de 27%).

As expectativas para o setor de biodiesel em 2018 são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura do biocombustível no óleo diesel, e da tendência de aumento da demanda

pelo combustível com a expectativa de retomada da economia. De acordo com a Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais), a produção de biodiesel deve alcançar um volume próximo a 5,5 bilhões de litros em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

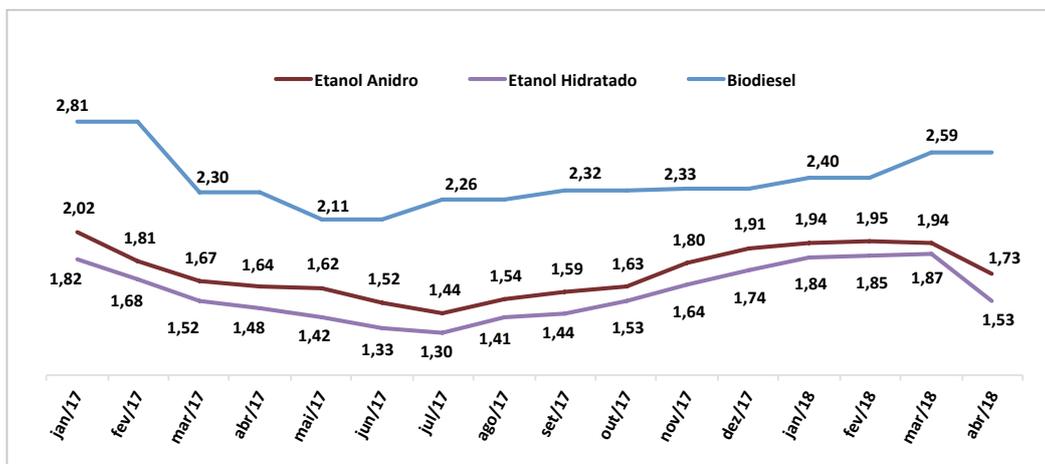
## B) PREÇOS

Com o aumento da oferta de etanol, em função do início da nova safra e da maior destinação da cana para a produção do biocombustível, em detrimento do açúcar, os preços do anidro e do hidratado tiveram quedas expressivas. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,73, em abril/18, preço 10,8% inferior ao do mês anterior (R\$ 1,94). No caso do etanol hidratado, a redução de preço foi ainda maior, com

o litro custando R\$ 1,53, em abril/18, 18% a menos do que no mês de março/18 (R\$ 1,87).

Os Leilões de Biodiesel da ANP visam garantir o abastecimento no mercado nacional por um período de dois meses. O 59º Leilão envolveu a negociação de biodiesel para os meses de março e abril, ao preço médio de R\$ 2,59 o litro, registrando alta de 7,9% em comparação aos R\$ 2,40 do leilão anterior.

Gráfico 4.3 – Preços de etanol e biodiesel em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, valores médios com base nos preços semanais)

## C) CONSUMO

O consumo de combustíveis do Ciclo Otto em abril deste ano [2018] teve uma queda de 1,47% em relação a 2017, de acordo com os dados sobre a demanda de gasolina e etanol (convertido em gasolina equivalente) da ANP. O consumo total de abril diminuiu 6,83% em relação a março, passando de 4,60 bilhões de litros para 4,28 bilhões (Novacana, 2018).

As vendas de etanol anidro somaram 910,8 milhões de litros em abril/18, volume 7,0% inferior a março/18. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (abril/17), o consumo caiu 7,6%, e, no acumulado dos quatro primeiros meses do ano, o consumo de 2018 está 9,0% abaixo de 2017. As vendas de etanol hidratado, em abril/18, registraram queda de 6,3% em relação a março/17, mas o volume de 1.286,7 milhões de litros vendidos representou um aumento de 30,6% em relação

ao ano passado (abril/17). No acumulado do ano, as vendas do hidratado aumentaram 40,8% entre 2017 e 2018. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, têm aumentado a competitividade do biocombustível em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo etanol hidratado.

O consumo de biodiesel alcançou 369,4 milhões de litros em abril/18, volume 4,3% inferior ao mês de março/18. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (abril/17), a demanda pelo biocombustível registrou alta de 11,4%. O consumo nos quatro primeiros meses do ano de 2018 superou em 10,7% o mesmo período de 2017. O aumento de consumo de biodiesel em relação ao ano de 2017 decorre, principalmente, do aumento do percentual do biocombustível adicionado no óleo diesel, que passou de 8% para 10% no dia 1º de março de 2018.

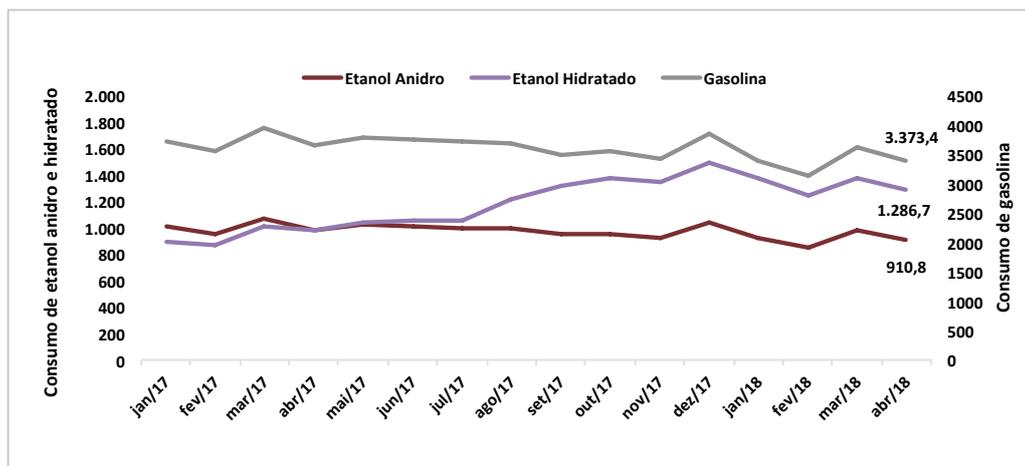
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	abr-18	acum-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	acum-18/acum-17	Tendências *	mar-18	abr-17	acum-17
Etanol Anidro	910,8	3.650,9	-7,0%	-7,6%	-9,0%		979,0	985,3	4.013,8
Etanol Hidratado	1.286,7	5.279,7	-6,3%	30,6%	40,8%		1.372,8	985,5	3.749,9
Total Etanol	2.197,5	8.930,5	-6,6%	11,5%	15,0%		2.351,8	1.970,8	7.763,8
Biodiesel	369,4	1.416,1	-4,3%	11,4%	10,7%		386,1	331,7	1.279,5

\* Tendências nos últimos 12 meses

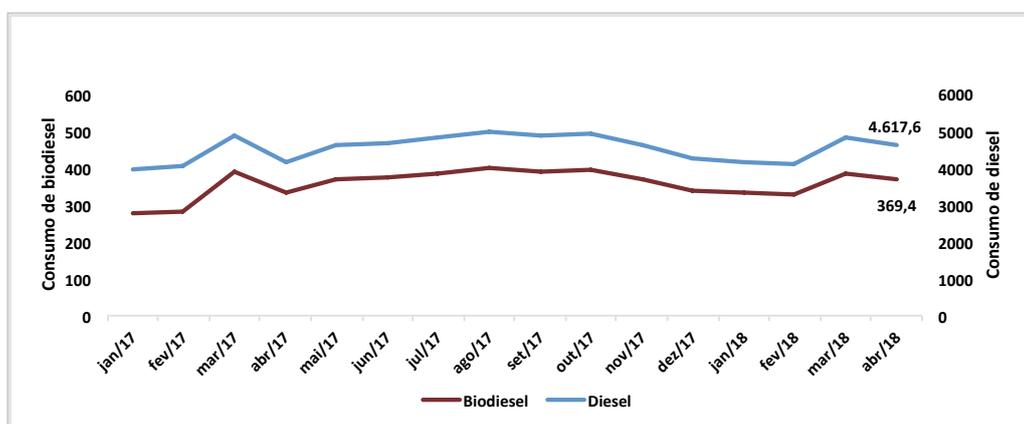
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.4 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.5 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

No dia 19 de junho de 2018, foi aprovada, no Senado, a proposta que autoriza a venda de etanol hidratado diretamente do produtor aos postos de combustíveis. A medida tem como objetivo aumentar a concorrência no setor e promover a redução dos preços do etanol ao consumidor final. A proposta surgiu logo após a greve dos caminhoneiros, momento em que

a ANP autorizou a venda direta das usinas para os postos, em caráter de emergência. A medida, no entanto, foi revogada assim que a situação se normalizou. Entre os agentes do setor - produtores, distribuidores e revendedores - não há consenso sobre os ganhos que a medida traria. O próximo passo é a votação do projeto na Câmara dos Deputados.

## D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Apesar do aumento da oferta de etanol nacional, o Brasil importou 392,4 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro) em abril/18. O volume representa um aumento de mais de 250% em relação ao mesmo mês do ano passado. No acumulado dos quatro primeiros meses de 2018, a internalização de biocombustível estrangeiro superou em 25,6% o mesmo período de 2017.

Já as exportações do biocombustível, em 2018, estão abaixo das registradas em 2017. Em abril/18, foram exportados 74,9 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 12,8% superior ao mês passado (março/18), porém 41,9% abaixo do exportado no mesmo mês do ano passado (abril/17). Somando os quatro primeiros meses do ano, as vendas para o exterior apresentaram queda de 6,9% entre 2017 e 2018.

Em termos monetários, o descompasso entre a importação e a exportação representou um déficit de US\$ 118 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível, em abril, e de US\$ 240 MM no acumulado de janeiro a abril de 2018. Os dispêndios com importação somaram US\$ 165 MM em abril/18 e US\$ 444 MM de janeiro a abril de 2018, enquanto as receitas com exportações somaram US\$ 47 MM, em abril, e US\$ 204 MM no acumulado do ano.

As importações podem ultrapassar as exportações em 400 milhões de litros no ano-safra atual de 2018/19, contra 290 milhões de litros na temporada anterior, afirma a Bioagência. A empresa prevê importações estáveis, com um volume recorde de 1,7 bilhão de litros. Mas as exportações cairão 20 por cento porque o biocombustível brasileiro está se tornando caro demais para o mercado mundial em comparação com o etanol americano, que é baseado no milho (Novacana, 2018).

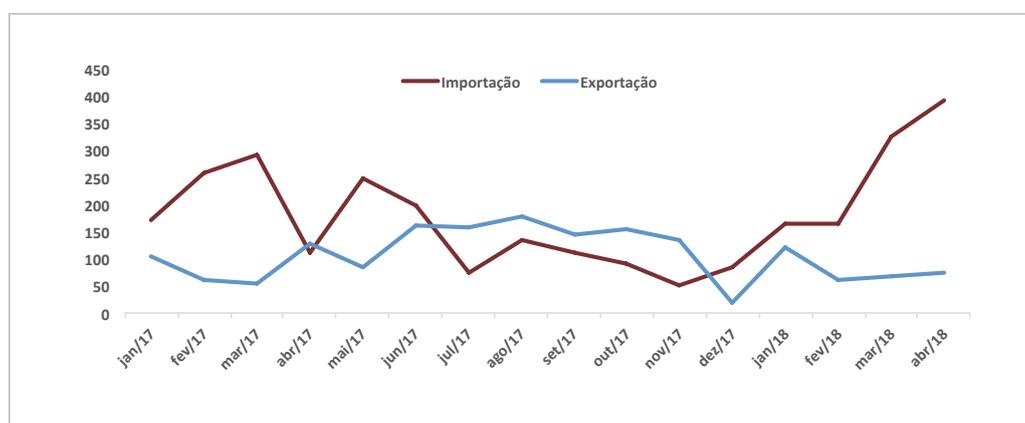
Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	abr-18	acum-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	acum-18/acum-17	Tendências *	mar-18	abr-17	acum-17
Importação	392,4	1.045,9	20,5%	250,6%	25,6%		325,6	111,9	832,9
Exportação	74,9	324,9	12,8%	-41,9%	-6,9%		66,3	128,8	348,8

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

Gráfico 4.6 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

# Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e Mariana Weiss

## A) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	abr-18		abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17		
SE/CO	48.223,00	89,61%	-18,53%	24,11%		59.192,00	88,33%	38.854,00	73,04%
S	6.100,00	91,36%	-10,02%	10,33%		6.779,00	94,30%	5.529,00	83,26%
NE	5.708,00	48,27%	-27,65%	97,24%		7.889,00	54,48%	2.894,00	24,25%
N	28.122,00	107,36%	5,57%	120,15%		26.637,00	101,15%	12.774,00	73,46%
SIN	88.153,00	-	-12,28%	46,80%		100.497,00	-	60.051,00	-

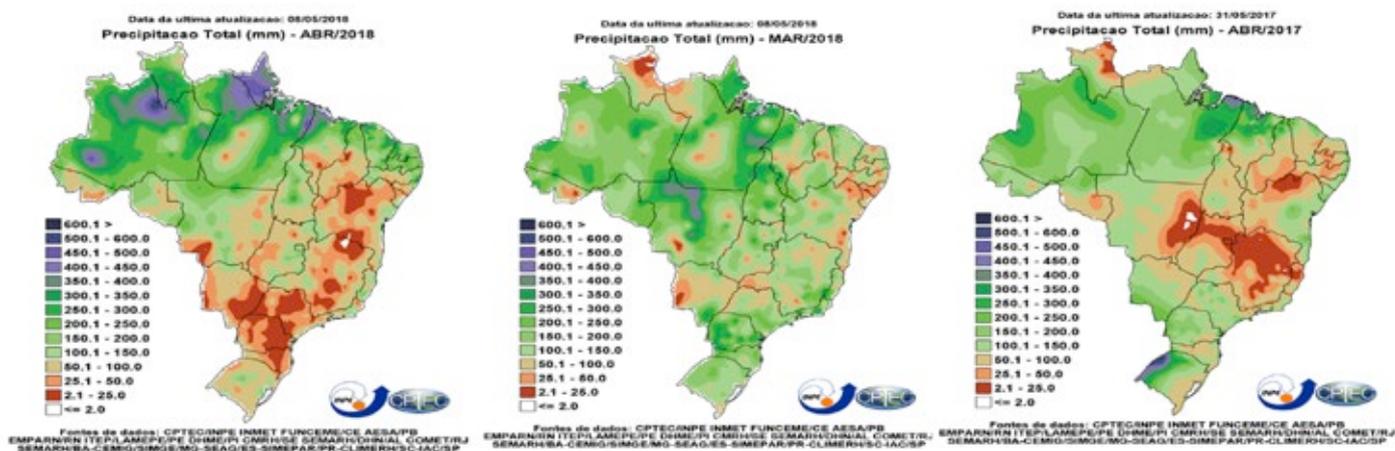
\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Entre os meses de março e abril de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), reduziu em 12,28%, conforme Tabela 5.1. Com exceção do subsistema N, onde houve um aumento de 5,57%, em todos os outros a disponibilidade hídrica diminuiu. Essa redução foi de 18,53%, 10,02% e 27,65% nos subsistemas SE/CO, S, e NE respectivamente.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. Comparando com março de 2018, é possível perceber uma redução na precipitação, principalmente nas regiões SE/CO, S e NE onde algumas áreas já possuem índices menores que 25 mm. Este cenário condiz com a chegada do inverno e conseqüentemente, do período seco em boa parte do Brasil.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para abr/18,mar/18 e abr/17.



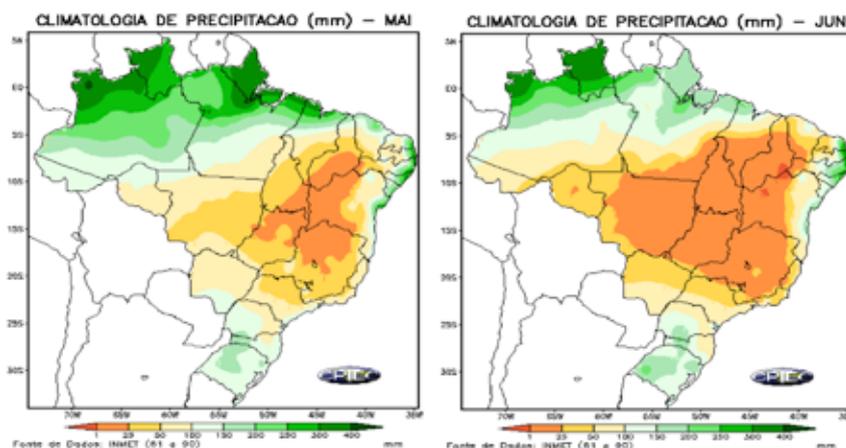
Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de abril apresentou vazões próximas da média histórica para os subsistemas N (107,36%) e S (91,36%) e SE/CO (89,61%). Tendo em vista o NE, este apresentou uma vazão bem abaixo da média (48,27% da MLT).

Na comparação anual, pode-se afirmar que o mês de abril de 2018 foi mais úmido do que abril de

2017. Houve um incremento de 24,11% (SE/CO), 10,33% (S), 97,24% (NE), 120,15% (N). Dessa forma, observou-se um aumento de 46,80% na ENA total. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de maio e junho. Conforme nos aproximamos do inverno, é possível observar um aumento das áreas com baixa precipitação. Dessa forma, a expectativa para os próximos meses é que a disponibilidade hídrica diminua.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para maio e junho



Fonte: CPTEC/INPE

## B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed) \*

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	39.555,79	-5,40%	4,82%		41.814,69	37.736,70
S	11.856,29	-3,02%	10,09%		12.225,82	10.769,37
NE	10.649,34	-2,61%	0,54%		10.934,34	10.591,80
N	5.414,88	-4,06%	-0,96%		5.644,19	5.467,49
SIN	67.476,30	-4,45%	4,51%		70.619,05	64.565,37

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

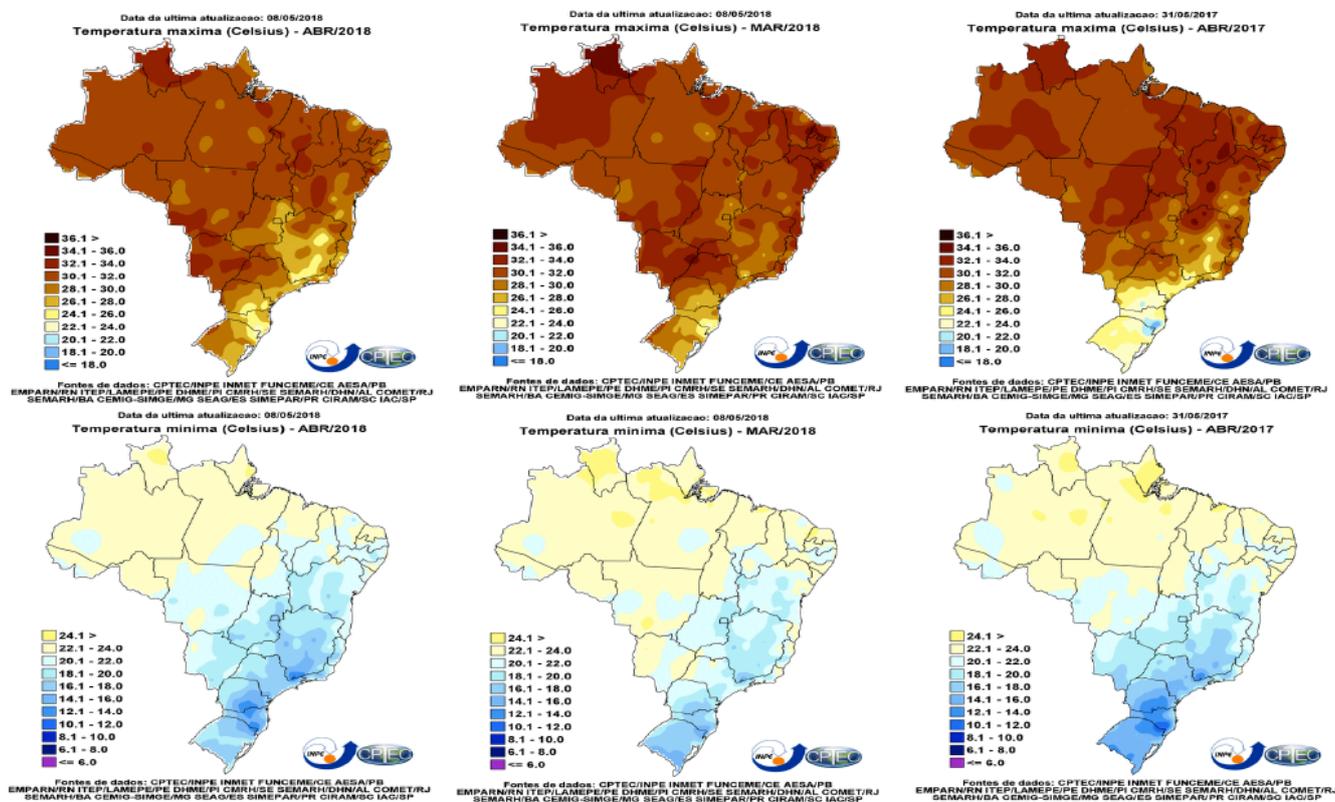
A carga de energia do SIN, apesar de ter apresentado um aumento de 4,51% na comparação anual, foi reduzida em 4,45% na comparação mensal (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda registrou queda em todos os subsistemas (SE/CO -5,40%; S -3,02%; NE -2,61%; N -4,06%). Já, na comparação anual, com exceção do N em que a demanda diminuiu -0,96%, todos os subsistemas apresentaram aumento de sua carga (SE/CO 4,82%, S 10,09%, N 0,54%).

Na comparação mensal, o decréscimo da carga de energia pode ser associada à verificação de temperaturas máximas mais amenas ao longo do mês de abril, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A queda no consumo de energia na análise mensal pode ser relacionada também à pequena depreciação dos índices econômicos em relação ao mês de março de 2018, segundo dados do IBRE/FGV. Entre março e abril, o indicador de incerteza da economia brasi-

leira aumentou 5,11% e o índice de confiança empresarial e de situação atual empresarial caíram respectivamente 1,68% e 0,33%.

Na comparação anual, o aumento do consumo de energia acompanhou a melhoria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 85,20 para 93,40 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 79,00 para 90,30 entre abril de 2017 e abril de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 5,60 pontos em relação a abril de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para abr/18, mar/18 e abr/17



Fonte: CPTEC/INPE

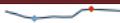
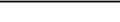
## C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de abril apresentou queda de 2,53% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hídrica em 6,08%, acompanhando a chegada do período seco. Todavia, essa redução foi contraposta por um aumento da geração térmica (1,74%), eólica (20,22%) e solar (4,21%). Além disso, a Usina Nuclear de Angra, após um período de manutenção, voltou a sua plena operação com uma geração de 1977,59 MWMed. Tendo

em vista fator de emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh), houve uma redução de 17,64%.

Na comparação anual, observa-se um acréscimo de 4,51% na geração total. A geração hídrica aumentou 10,73%, uma vez que abril de 2018 foi mais úmido do que o de 2017. Consequentemente, a geração térmica foi reduzida em 21,35%, o que contribuiu para uma redução de 35,83% do fator de emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh).

Tabela 5.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	Hidráulica	22.637,54	-7,97%	2,49%		24.597,40	22.087,36
	Nuclear	1.977,59	71,94%	-1,09%		1.150,16	1.999,46
	Térmica	5.228,36	21,71%	-27,17%		4.295,80	7.178,37
	Eólica	10,28	14,08%	93,33%		9,01	5,32
	Solar	91,21	11,61%	26092,56%		81,72	0,35
	<b>Total</b>	<b>29.944,99</b>	<b>-0,63%</b>	<b>-4,24%</b>		<b>30.134,09</b>	<b>31.270,86</b>
S	Hidráulica	7.267,68	-9,91%	32,93%		8.067,41	5.467,38
	Térmica	812,85	-15,92%	-33,97%		966,71	1.230,97
	Eólica	460,69	-6,97%	-35,73%		495,22	716,78
	Solar	0,55	9,99%	20,03%		0,50	0,46
		<b>Total</b>	<b>8.541,77</b>	<b>-10,37%</b>	<b>15,19%</b>		<b>9.529,84</b>
NE	Hidráulica	1.844,62	-9,32%	-13,16%		2.034,22	2.124,19
	Térmica	2.366,45	-23,16%	-15,54%		3.079,62	2.801,77
	Eólica	3.208,86	28,24%	11,94%		2.502,24	2.866,63
	Solar	186,25	0,92%	9388,08%		184,56	1,96
		<b>Total</b>	<b>7.606,18</b>	<b>-2,49%</b>	<b>-2,42%</b>		<b>7.800,64</b>
N	Hidráulica	10.630,14	11,42%	21,66%		9.540,29	8.737,32
	Térmica	898,48	11,67%	44,51%		804,60	621,75
	Eólica	40,67	-53,94%	-		88,31	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>11.569,30</b>	<b>10,89%</b>	<b>23,62%</b>		<b>10.433,19</b>
Itaipu		9.813,93	-13,40%	12,53%		11.331,90	8.721,24
Total	Hidráulica	52.193,91	-6,08%	10,73%		55.571,21	47.137,49
	Nuclear	1.977,59	71,94%	-1,09%		1.150,16	1.999,46
	Térmica	9.306,14	1,74%	-21,35%		9.146,73	11.832,86
	Eólica	3.720,51	20,22%	3,67%		3.094,78	3.588,73
	Solar	278,02	4,21%	9925,43%		266,79	2,77
SIN		67.476,17	-2,53%	4,51%		69.229,66	64.561,32

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)

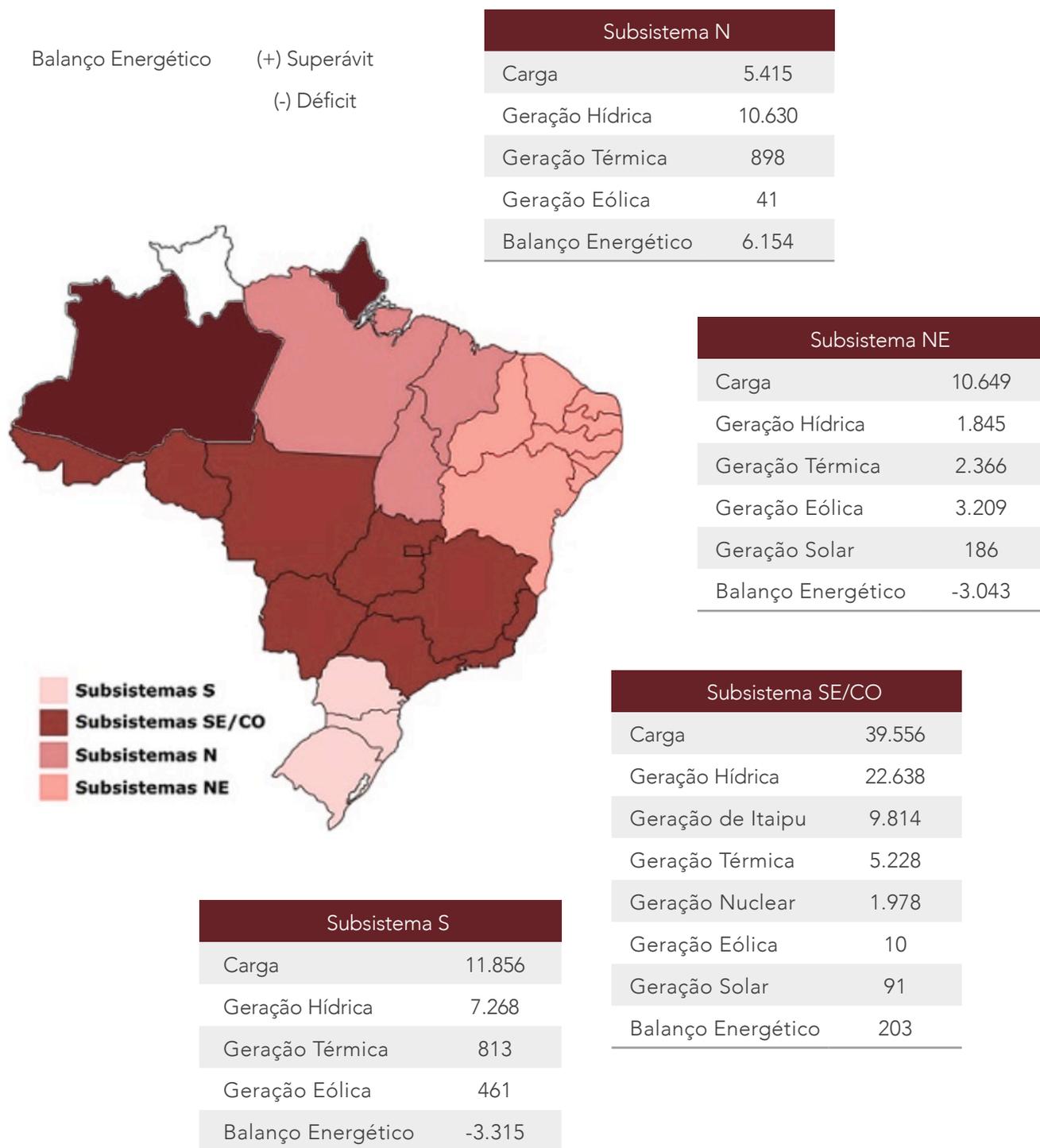
	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SIN	0,0523	-17,64%	-35,83%		0,0635	0,0815

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

## D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de abril de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 3.315 MWMed e 3.043 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 6.154 MWMed. Essa alta geração pode

ser explicada pela alta disponibilidade hídrica nesse período do ano e também pela sua reduzida capacidade de armazenamento. O subsistema SE/CO apresentou um balanço positivo de 203 MWMed. De maneira complementar, houve ainda uma importação de 54,98 MWMed para a região S.

**Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
S - SE/CO	-3.314,39	-22,94%	1,18%		-2.695,95	-3.354,07
Internacional - S	54,89	274350,00%	-19027,59%		0,02	-0,29
N - NE	2.611,81	1,40%	11,03%		2.575,75	2.352,36
N - SE/CO	3.542,60	60,09%	126,05%		2.212,86	1.567,16
SE/CO - NE	431,34	-22,69%	-3,04%		557,95	444,88

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## E) ESTOQUE

**Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)**

	abr-18		abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18		abr-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	89.454	43,99%	3,92%	5,10%		86.083	42,33%	85.117	41,86%
S	12.779	63,58%	-7,41%	49,78%		13.802	68,67%	8.532	42,45%
NE	21.140	40,80%	12,61%	89,87%		18.773	36,24%	11.134	21,49%
N	10.375	68,96%	4,59%	4,58%		9.920	65,93%	9.921	65,96%
SIN	133.748	46,07%	4,02%	16,60%		128.578	44,29%	114.704	39,51%

\* Tendências nos últimos 12 meses

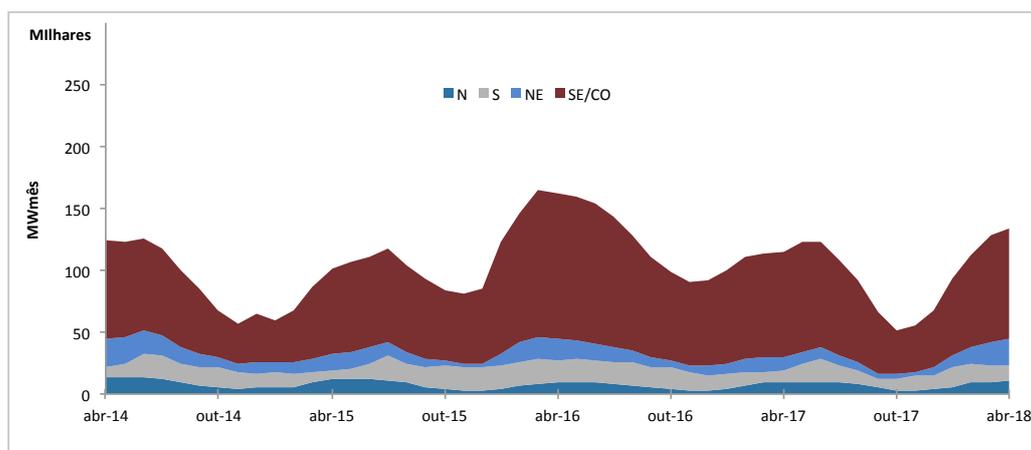
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de março e abril, foi registrado um aumento de apenas 4,02% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo assim apenas 46,07% da capacidade total dos reservatórios. Em praticamente todos os reservatórios, houve um pequeno acúmulo. O subsistema S foi a exceção, com uma redução de 7,41% da EAR. Este cenário preocupa, uma vez que próximo ao

início do período seco, a situação dos reservatórios já não é confortável.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 16,60%. Dessa forma, mesmo não apresentando um armazenamento confortável, pode-se afirmar que a situação de abril de 2018 foi melhor do que a do ano passado.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWh/mês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de abril de 2018, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO, S, e NE. Os valores médios registrados foram de R\$114,88 no SE/CO, R\$114,88 no S e R\$119,96 no NE. No subsistema N, onde a geração hídrica correspondeu a praticamente 92% do total, o CMO foi de apenas R\$18,01.

Na comparação anual, o subsistema N passou de R\$0,00 para R\$18,01. Nos subsistemas SE/CO, S e NE, a variação foi de -68,59%, -68,59% e -65,78% respectivamente. Essa redução é reflexo de uma hidrologia mais favorável em abril de 2018.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal – Preços Reais dezembro/2017 (R\$/MWh)

	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências *	mar-18	abr-17
SE/CO	114,88	-38,21%	-68,59%		185,92	365,77
S	114,88	-38,21%	-68,59%		185,92	365,77
NE	119,96	-35,83%	-65,78%		186,94	350,56
N	18,01	510,16%			2,95	0,00

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

## G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação.

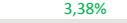
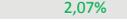
Em maio de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 365,7 MW, sendo aproximadamente 42% na alta tensão e 58% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 77,2% era do tipo fotovoltaica, 11,9% hidráulica, 8,1% térmica e 2,8% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 25,5%

da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,6% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 7,14%, enquanto que, em relação

ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 170,34%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram COPEL (+40,69%), RGE Sul (+12,50%) e RGE (+11,35%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+310,15%), CEMIG-D (+261,02%) e CELG-D (+236,45%).

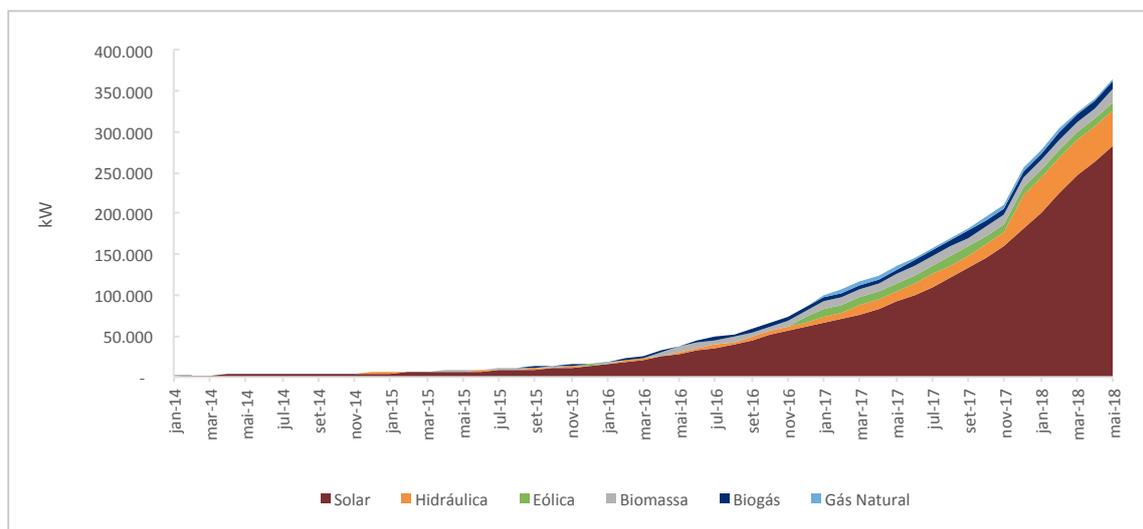
Tabela 5.8: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências *	abr-18	mai-17
CEMIG Distribuição S.A	93.217,83	3,38%	261,02%		90.168,63	25.820,46
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	27.783,88	2,07%	47,63%		27.219,54	18.820,06
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	23.749,18	12,50%	310,15%		21.110,53	5.790,43
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	21.890,07	40,69%	221,83%		15.559,19	6.801,73
Celesc Distribuição S.A.	21.553,16	4,39%	163,82%		20.647,00	8.169,67
Light Serviços de Eletricidade S.A.	17.712,97	6,98%	131,88%		16.557,39	7.638,95
Companhia Paulista de Força e Luz	16.384,88	7,29%	161,12%		15.271,33	6.274,93
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	0,00%	70,81%		11.719,38	6.861,05
RIO GRANDE ENERGIA SA	10.218,75	11,35%	195,88%		9.177,24	3.453,69
Celg Distribuição S.A.	9.830,55	0,70%	236,47%		9.762,58	2.921,71
Outras	111.595,92	7,21%	161,31%		104.086,80	42.705,60
<b>Total</b>	<b>365.656,57</b>	<b>7,14%</b>	<b>170,34%</b>		<b>341.279,61</b>	<b>135.258,28</b>

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.6: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## H) EXPANSÃO

Tabela 5.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	116	828	2.080,99	1.244	50	-	-	4.318
Biomassa	89	50	159	239	20	124	-	681
Solar	529,90	556,14	18,32	175,00	85,00	-	-	1.364
Hidrelétrica	1.961	5.236	-	32	71	35	-	7.336
PCH	141	158	395	507	176	50	-	1.428
Eólica	1.188	1.813	159	120	65	105	-	3.449
Total	4.024	8.641	2.812	2.317	468	313	-	18.575

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de abril a 15 de maio de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 271 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 18.575 MW até o fim de 2023, sendo 23% em termelétrica, 4% em Biomassa, 7% em Solar, 39% em hidrelétrica, 8% em PCH e 19% em eólica.

## I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 3 distribuidoras, Energisa Nova Friburgo, COPEL e Energisa Minas Gerais (Tabela 5.11), e de revisão tarifária em outras 3 distribuidoras, CEMIG-D, RGE e CEB (Tabela 5.11).

No processo de reajuste tarifário, a concessionária COPEL que atende 4,5 milhões de unidades consumidoras localizadas no estado do Paraná teve suas

tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 24 de junho em 15,99% em média, sendo 15,13% para os consumidores da baixa tensão e 17,55% para os consumidores da alta tensão. Atendendo a 106,2 mil unidades consumidoras localizadas em 6 municípios do estado do Rio de Janeiro, a Energisa Nova Friburgo teve suas tarifas reajustadas em 13,43% para os consumidores da baixa tensão e em 16,21% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 13,95% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Energisa Nova Friburgo entraram em vigor a partir de 22 de junho. A Energisa Minas Gerais (EMG), que atende a 450 mil unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do estado de Minas Gerais, teve reajuste de 15,44% na alta tensão e 11,21% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 12,05% das tarifas a partir do dia 22 de junho.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Energisa Nova Friburgo	Energisa Nova Friburgo	RJ	13,95%	22/jun
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	15,99%	24/jun
Energisa Minas Gerais	Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A.	MG	12,05%	22/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Já, no processo de revisão tarifária, as 8,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 774 municípios do estado de Minas Gerais e atendidas pela CEMIG-D, a partir do dia 28 de maio,

passaram por revisão tarifária de +35,56% para a alta tensão e de +18,63% para a baixa tensão, o que levou a um efeito médio de +23,19%. A concessionária RGE, que atende 1,4 milhões de

unidades consumidoras localizadas em 255 municípios do estado do Rio Grande do Sul, apresentou uma revisão tarifária média de 20,58%, sendo 19,04% para os consumidores da alta tensão e 21,55% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da RGE entraram em vigor no dia

19 de junho. Atendendo a 1,05 milhões de unidades consumidoras do Distrito Federal, a CEB teve suas tarifas revisadas de forma extraordinária a partir de 22 de junho a uma taxa média de 8,81%, sendo 8,78% para a baixa tensão e 8,88% para a alta tensão.

**Tabela 5.11: Revisões Tarifárias (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	23,19%	28/mai
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	20,58%	19/jun
CEB	CEB Distribuição	DF	8,81%	22/jun

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 está previsto para ocorrer no dia 31 de agosto de 2018. No leilão serão negociados 3 produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica, sendo os empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétricas com prazo de suprimento de 30 anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de 20 anos; e um na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de 25 anos. É importante destacar que este será o primeiro leilão em que a fonte eólica será contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são alocados para o gerador.

Além disso, está previsto para ocorrer no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). Composto por 24 lotes com 60 empreendimentos localizados em 18 estados, o certame visa contratar instalações para entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses, a partir da data de assinatura dos contratos de concessão. Ao todo, são estimados R\$ 8,9 bilhões em investimentos em

3954 quilômetros (km) de linhas de transmissão com 13.866 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações.

Por fim, foi realizada a sessão presencial da Consulta Pública nº 7/2018 referente aos leilões de eficiência energética no Brasil. Podendo ser considerado um leilão de geração de energia às avessas, na nova modalidade no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), a ANEEL definiria o montante anual a ser abatido da carga de energia ao longo do programa, e os empreendedores competiriam entre si pelo menor preço do compromisso de redução de consumo. Os vencedores do leilão se tornariam uma nova espécie de agente regulado - Agente Redutor de Consumo (ARC). Foi proposto que cada competidor oferte no mínimo 0,5 MW médio e no máximo 1 MW médio. É estimado em um cenário moderado um potencial de eficiência de 4 MW médios anuais a partir de ações nos segmentos residencial, comercial, poder público, como troca de lâmpadas e de aparelho por equivalentes mais eficientes, mudança de hábitos, e instalação de geração solar distribuída. Para testar o conceito do leilão, foi proposta a instalação de um projeto piloto em Roraima.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
<b>Descrição</b>	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 95,5 mil km <sup>2</sup> de área.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 13/07/2018
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	28/09/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
<b>Descrição</b>	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/06/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 28/06/2018
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
<b>Descrição</b>	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km <sup>2</sup> . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 05/07/2018
	Publicação do edital e dos modelos dos contratos de concessão	19/07/18
	Início do prazo para apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	19/07/18
	Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
<b>Descrição</b>	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
<b>Descrição</b>	Serão selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019

Petróleo, Gás Natural &amp; Biocombustíveis

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta o procedimento para concessão de incentivo para redução de royalties sobre produção incremental em campos maduros.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Período da Consulta Pública		Até 01/06/2018
	Data da Audiência Pública		29/06/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que irá alterar a Resolução ANP nº. 10, de 15 de março de 2016, e disciplina os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de Transportador-Revendedor-Retalhista na Navegação Interior (TRRNI) e a sua regulamentação.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
Período da Consulta Pública		Até 04/07/2018	
Data da Audiência Pública		05/07/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 12/2018</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta as atividades de comercialização, aquisição e processamento de dados, elaboração de estudo e acesso aos dados e informações técnicas de exploração, produção e desenvolvimento de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Período da Consulta Pública		Até 22/06/2018	
Data da Audiência Pública		05/07/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Tomada Pública de Contribuições - Preços dos combustíveis</b>		
<b>Descrição</b>	Coletar sugestões, dados e informações sobre a criação de norma para discutir a conveniência de estabelecer uma periodicidade mínima para o repasse do reajuste dos preços dos combustíveis.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Período da Consulta Pública		Até 02/07/2018	

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-6/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, deverão considerar o atendimento à totalidade do mercado, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Realização		31/08/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Entrega na B3 S.A. das garantias que não possuem certificação digital; e entrega à ANEEL das garantias aportadas sob conta-caução		21/06/18	
Prazo para impugnação do Edital		21/06/18	
Sessão pública de realização do LEILÃO, às 09 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP		28/06/18	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	Entrega na B3 S.A. dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	06/07/18
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até	10/08/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	17/08/18
	<b>Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto</b>	<b>28/08/18</b>
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	06/09/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	06/09/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	13/09/18
	<b>Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO</b>	<b>21/09/18</b>
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-4/2018</b>	
<b>Descrição</b>	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	<b>Realização</b>	<b>04/04/18</b>
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão	13/07/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE	13/07/18
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização	10/10/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-6/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	<b>Realização</b>	<b>20/12/17</b>
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-4/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	<b>Realização</b>	<b>18/12/17</b>
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 021/2018</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios ao aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 3/2018, denominado Leilão A-6 de 2018, o qual se destina à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica e termelétrica (a biomassa, a carvão e a gás natural), com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2024.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	25/06/18
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 023/2018</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para regulamentar a aplicação de penalidades por falha no suprimento de combustível, conforme o disposto na Resolução nº 18/2017, emitida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	25/06/18

Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▶ Continuação

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 023/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para regulamentar a aplicação de penalidades por falha no suprimento de combustível, conforme o disposto na Resolução nº 18/2017, emitida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		25/06/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 025/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão do Plano de Universalização da área rural da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA referente ao período a partir de 2018.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		09/07/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 026/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento dos critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		20/07/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 027/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições do Atendimento ao Público previstas na Resolução Normativa nº 414/2010 e complementada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		08/09/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 028/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios acerca dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório - AIR das alterações dos sistemas de medição utilizados nas redes de distribuição, dispostos no Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, e do processo de leitura constante da Resolução Normativa nº 414/2010.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		28/07/18
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 004/2018</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
Prazo limite para colaboração		03/07/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 010/2018</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
Prazo limite para colaboração		17/07/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 011/2018</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a proposta do Procedimento de Comercialização (PdC) 8.5 – MCSD de Energia Nova.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
Prazo limite para colaboração		04/07/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 012/2018</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios acerca dos Procedimentos de Comercialização (PdCs) alterados em razão das Regras de Comercialização – Versão 2018.1.0: 1.2 – Cadastro de Agentes, 1.3 – Votos e contribuições, 1.4 – Atendimento, 3.2 – Contratos do Ambiente Regulado, 3.5 – Receita de Venda de CCEAR, 7.1 – Apurações da energia de reserva e 8.1 – MCSD mensal, trocas livres e 4%.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
Prazo limite para colaboração		04/07/18	

# FGV ENERGIA

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



---

**RIO DE JANEIRO**

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura  
Tel.: +55 21 3799 6100  
[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)