

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

OPINIÃO

Elizabeth Farina e Luciano Rodrigues

A política nacional de biocombustíveis e os ganhos de eficiência no setor produtivo

Fernanda Delgado e Tatiana Bruce da Silva

Transição, segurança e diversificação energéticas no Brasil e em Oklahoma: paralelos e semelhanças

Mariana Weiss e Guilherme Pereira

Para quem serve o Sistema de Bandeiras Tarifárias?

EDITORIAL

Considerações preditivas sobre o setor energético brasileiro: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026)

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

André Lawson

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

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

SUMÁRIO

OPINIÃO

A política nacional de biocombustíveis e os ganhos de eficiência no setor produtivo	04
Transição, segurança e diversificação energéticas no Brasil e em Oklahoma: paralelos e semelhanças	09
Para quem serve o Sistema de Bandeiras Tarifárias?.....	15

EDITORIAL

Considerações preditivas sobre o setor energético brasileiro: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026)	20
---	----

PETRÓLEO.....27

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	27
Derivados do Petróleo	32
Política de preços de derivados.....	34

GÁS NATURAL.....36

Dados Gerais	36
Produção e Importação.....	37
Consumo	39
Preços	40
Prévia – Janeiro 2018.....	41
Futuro	42

BIOCOMBUSTÍVEIS.....43

Produção.....	43
Preços	45
Consumo	45
Importação e Exportação de etanol.....	47
Decisões importantes que afetam o setor	47

SETOR ELÉTRICO.....48

Disponibilidade.....	48
Demanda	50
Oferta	51
Balanco Energético.....	53
Estoque.....	54
Custo Marginal de Operação – CMO	55
Micro e Minigeração Distribuída.....	55
Expansão	57
Tarifas de Energia Elétrica.....	57
Leilões	58

ANEXO.....59



OPINIÃO

A política nacional de biocombustíveis e os ganhos de eficiência no setor produtivo

Por Elizabeth Farina e
Luciano Rodrigues*

Estamos vivenciando um momento em que o tema “mudanças climáticas” passou a ser parte central das discussões sobre políticas públicas no mundo todo. O conceito de segurança energética usualmente calcado na garantia de suprimento e preços acessíveis, ganhou um novo elemento associado à necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Existe um entendimento coletivo de que não é possível manter a estrutura atual sem comprometer o futuro das próximas gerações.

Essa busca por alternativas para mitigar os terríveis efeitos do aquecimento global não permite uma solução universal que possa ser aplicada de maneira irrestrita a todas as nações. Cada país deverá adotar alternativas mais adaptadas às suas características, que incluem a disponibilidade de recursos naturais, a capacidade financeira, a infraestrutura instalada e o domínio tecnológico, entre outros.

Diante disso, chama atenção a condição brasileira. O País é pioneiro no uso de fontes renováveis e dispõe de uma posição única no mundo, com diversas opções para ampliar a produção e o uso de energias limpas.

Atualmente, cerca de 40% da matriz nacional é composta por fontes renováveis, com destaque para a bioenergia que representa aproximadamente 18% do total. Especificamente no setor de transportes, os biocombustíveis também já substituem 10% da necessidade de óleo diesel e cerca de 40% do consumo de gasolina.

Essas cifras foram obtidas sem prejuízo do uso racional dos recursos naturais ou da produção de alimentos no país. No caso da cana-de-açúcar, por exemplo, utilizamos apenas 0,6% do território nacional para o cultivo da lavoura canavieira destinada à produção de biocombustíveis.

A consolidação da posição brasileira e a materialização das potencialidades associadas aos biocombustíveis passam, entretanto, pela necessidade de uma diretriz de longo prazo capaz de direcionar e atrair investimentos na produção nacional.

É nesse contexto que a Lei no. 13.576, sancionada em 26 de dezembro de 2017, se insere. Ao estabelecer a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), o referido instrumento legal propõe

um mecanismo arrojado para promover segurança energética e reduzir emissões de GEE.

Inspirado em iniciativas de sucesso em outros países, o RenovaBio se fundamenta em três pilares principais.

O primeiro deles refere-se à proposição de meta decenal de descarbonização para o setor de transporte. Esse instrumento deve definir o nível máximo de emissão de GEE por unidade de energia consumida nesse setor, norteando, dessa forma, a participação dos biocombustíveis na matriz.

A redução de GEE a partir dos biocombustíveis é um dos elementos do compromisso firmado pelo país na 21ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas (COP-21). Ratificado pelo congresso e pelo presidente da república em 2016, o acordo passou a vigorar oficialmente e estabelece uma meta de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) de 43% até 2030, tendo como parâmetro os níveis registrados em 2005.

Essa indicação decenal também pode facilitar o planejamento da indústria de petróleo e oferecer elementos importantes para o desenho do regime automotivo ora em discussão no país.

Além disso, o crescimento da produção de biocombustíveis alinhada à diretriz estabelecida pelas metas é fundamental para reduzir as importações de combustíveis, que, diante das políticas públicas erráticas dos últimos anos, superou R\$ 26 bilhões em 2017 com a importação de 1,8 bilhão de litros de etanol e de 17,4 bilhões de litros de diesel e gasolina.

Definidas as metas, o segundo pilar do sistema proposto pelo RenovaBio refere-se ao meca-

nismo de valoração do carbono que deixou de ser emitido no processo de substituição da energia fóssil por energia renovável.

Essa remuneração será dada pela comercialização do certificado de redução de emissões (CBio) emitido na venda do biocombustível pelo produtor. O sistema prevê a compra do mencionado certificado pelas distribuidoras para o cumprimento das metas em cada ano. O preço do CBio, por sua vez, será determinado pelas condições de mercado, com ajustes imediatos realizados em um processo transparente de comercialização em bolsa. Não se tem, portanto, qualquer tipo de subsídio ou alteração na estrutura de tributação dos combustíveis.

Por fim, o terceiro e último elemento do programa estabelece um vínculo entre a eficiência energético-ambiental da produção e a receita que pode ser auferida com a venda de CBios. Ao quantificar as emissões de acordo com o ciclo de vida de cada biocombustível, o mecanismo reconhece as diferentes etapas do processo de produção e comercialização, definindo notas distintas de acordo com as práticas adotadas por cada produtor.

Por exemplo, produtores com reduzido consumo de diesel na produção terão nota de eficiência energético-ambiental mais elevada. Logo, esses produtores poderão emitir um maior número de CBios para cada volume de biocombustível comercializado. Como esse título representa uma tonelada de carbono que deixou de ser emitida, é natural que os produtores mais eficientes tenham maior receita com a venda dos mesmos.

Esperamos que esse estímulo adicional para a ampliação da eficiência ambiental e, como consequência, da eficiência econômica, possa conso-

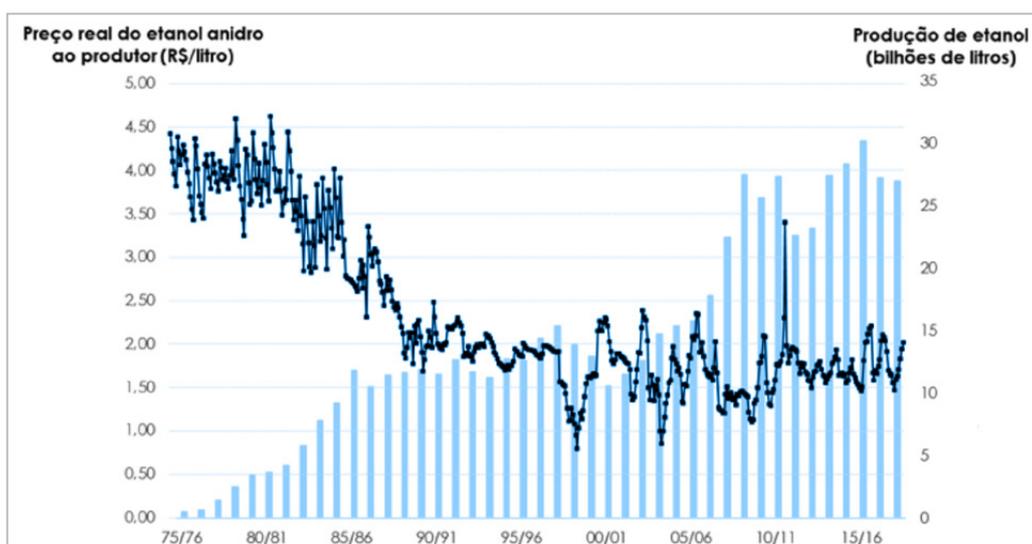
lidar e viabilizar novos processos, tecnologias e produtos derivados da bioenergia.

No caso do etanol, a indústria já mostrou ao longo de sua história que consegue responder de forma contundente e eficiente a estímulos na direção correta. Após a criação do Pró-álcool, a produção de cana-de-açúcar apresentou crescimento próximo a 200% em menos de 10 anos. Movimento similar ocorreu na década de 90, quando o acesso ao mercado internacional de açúcar permitiu um aumento supe-

rior a 40% da produção. Por fim, mais recentemente, o surgimento do veículo flex garantiu que a oferta brasileira dobrasse em menos de 10 anos.

O fundamental é que esse crescimento foi acompanhado por uma queda expressiva no preço do produto. A partir da Figura 1 é possível verificar que, fruto dos ganhos de rendimento e produtividade, o valor do etanol comercializado pelos produtores hoje é um terço daquele observado no início do Pró-álcool.

Figura 1. Preços do etanol anidro comercializado pelos produtores e evolução da produção brasileira de etanol.



Fonte: Elaborado pelos autores a partir de dados da UNICA e MAPA.

Nota: preços em valores reais de janeiro de 2018, com o uso do IGP-DI como deflator.

Movimentos similares poderão ser observados no futuro próximo. A despeito da limitação de curto prazo imposta pela atual condição das empresas em decorrência da crise vivenciada nos últimos anos, essa indústria conta com uma série de opções para saltos de eficiência energética, ambiental e econômica no médio e longo prazos.

Apenas para citar alguns exemplos, na área agrícola as empresas estão introduzindo varie-

dades mais adaptadas ao sistema produtivo, maquinários com maior eficiência operacional e com economia no consumo de diesel, e ferramentas de agricultura de precisão com eletrônica embarcada, dentre outros. Observa-se ainda o emprego de novas tecnologias de plantio, como o uso de mudas pré-brotadas, e a sinalização de possível ruptura tecnológica diante do desenvolvimento da semente artificial de cana-de-açúcar.

A cana-de-açúcar transgênica resistente a insetos também deverá ser uma realidade comercial nos próximos anos. Variedades com maior tolerância a seca, maior produção de açúcares e maior eficiência fotossintética estão sendo avaliadas.

A valorização da emissão de GEE evitada pelo etanol também pode ser decisiva para a ampliação da produção de bioeletricidade a partir da adoção de sistemas de aproveitamento da palha, incluindo técnicas de recolhimento no campo e de processamento nas indústrias. Na mesma linha, estão os estímulos à produção de biogás e biometano a partir dos subprodutos do processamento industrial.

Isso sem contar o ganho de eficiência associado ao uso otimizado da tecnologia já existente, com o maior nível de renovação das lavouras, o restabelecimento dos tratamentos culturais e a reposição da frota e dos equipamentos utilizados na produção. Essas medidas foram severamente comprometidas nos últimos anos em função da crise no setor.

É preciso entender que a falta de planejamento observada no setor de combustível na última década levou

ao fechamento de quase uma centena de usinas, à deterioração da situação financeira da Petrobras e à dependência de combustível importado para garantir o suprimento interno. Essa condição não é consistente com a situação brasileira, caracterizada pela diversidade energética e pelo enorme potencial de expansão sustentável dos biocombustíveis.

A aprovação da Lei do RenovaBio estabeleceu um primeiro passo para a reversão desse cenário na indústria da bioenergia. O sucesso do programa dependerá da efetividade do longo processo de regulamentação, que precisa ser pautado pela transparência, pelo debate construtivo e por critérios técnicos visando minimizar os custos de transação do modelo, garantir segurança energética e reduzir as emissões de GEE.

O uso dos biocombustíveis é uma alternativa real, economicamente viável e prontamente disponível para suprir de forma sustentável a demanda crescente do mercado nacional. Esperamos que essa opção possa ser utilizada efetivamente como uma das medidas necessárias para que o País volte a surfar na vanguarda de um movimento mundial irreversível, orientado pela economia de baixo carbono.



Elizabeth Farina é Presidente da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA). Foi professora titular da Faculdade de Economia, Administração e Ciências Contábeis da Universidade de São Paulo (FEA/USP) e chefe do Departamento de Economia. Foi presidente do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e integrante da Diretoria do *Internacional Competition Network*. Possui graduação em Economia (1976), doutorado em Economia (1983) e Livre Docência (1996), todos pela USP.



Luciano Rodrigues é Gerente de Economia e Análise Setorial da UNICA. Possui doutorado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP), com graduação em Engenharia Agrônoma pela mesma Instituição. É professor do programa de mestrado e doutorado em economia aplicada na Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz" (ESALQ-USP) e do programa de mestrado profissional em agronegócio na Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV/EESP).



OPINIÃO

Transição, segurança e diversificação energéticas no Brasil e em Oklahoma: paralelos e semelhanças

Por Fernanda Delgado
Tatiana Bruce da Silva*

Os Estados Unidos é um país de grande diversidade cultural e social, tendo sido moldado, desde sua origem, por tendências muitas vezes pioneiras e distintas do restante do mundo. As 13 colônias que originalmente formavam o domínio britânico na América do Norte, e que eram ligadas umas às outras, mas, ao mesmo tempo, autônomas, deram origem a 13 estados que mantiveram sua independência mesmo quando da sua união, em um sistema conhecido como federalismo. Por meio desse sistema, os hoje 50 estados americanos e governos locais (municipalidades, condados, dentre outros) mantêm uma autonomia em relação ao governo federal em vários aspectos da sua sociedade e economia, como no setor energético.

Diferentemente do Brasil, os estados americanos determinam¹ grande parte de sua política energética, como, por exemplo, ao decidir quais fontes compo-

ção — ou não — suas matrizes energéticas. Como no restante do mundo, até poucos anos atrás, a composição energética dos estados americanos incluía as fontes mais baratas disponíveis, como carvão. Hoje em dia, devido às mudanças climáticas, alguns estados começaram a transicionar para fontes menos intensivas em carbono. A crença em um clima em transformação devido à influência humana, contudo, não é uma unanimidade nos Estados Unidos. Enquanto Califórnia, Nova York e o estado de Washington investem em energias renováveis para diminuir suas emissões de gases causadores do efeito estufa, outros estados, como Oklahoma e Texas, investem em renováveis porque, hoje em dia, essas fontes energéticas significam boas oportunidades de negócios.

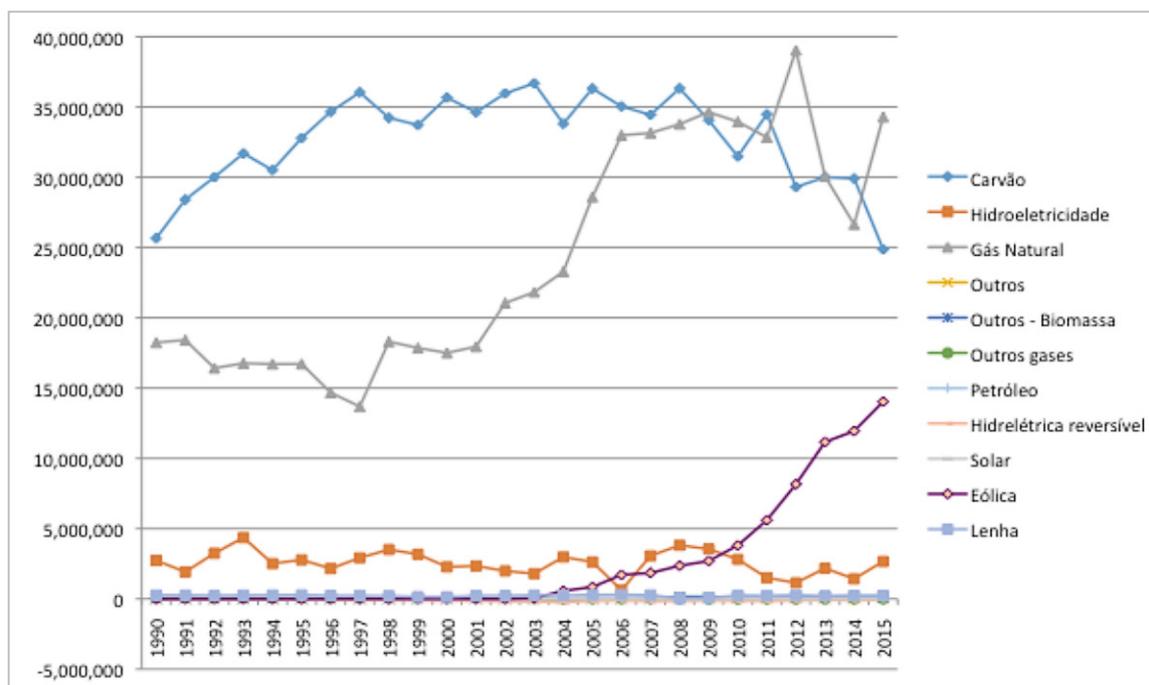
Em Oklahoma, a geração eólica vem crescendo consideravelmente nos últimos anos, fruto do

¹ O federalismo também influencia a regulação energética: apenas aquelas atividades ligadas ao setor energético que ultrapassam fronteiras estaduais são responsabilidade da regulação federal. No setor elétrico, um exemplo seria a comercialização de eletricidade no mercado atacadista, enquanto que, na indústria do gás natural, o regulador federal (FERC) regula gasodutos que passam por mais de um estado.

aumento de competitividade dessa fonte energética (Figura 1). Em 2015, dentre os 50 estados americanos, Oklahoma ocupou o terceiro lugar na

geração líquida de eletricidade de fonte eólica, que forneceu cerca de um quarto da geração líquida do estado.

Figura 1: Produção da energia elétrica por fonte de energia primária em MWh, Oklahoma, 1990 a 2015².



Por ser uma fonte energética intermitente e variável, o crescimento da participação da energia eólica na matriz elétrica em Oklahoma é acompanhado pelo desenvolvimento de fontes energéticas que forneçam energia quando o vento não está soprando. Diferentemente da Califórnia, que, por causa das mudanças climáticas, escolheu não utilizar fontes fósseis para compensar a intermitência das renováveis³, Oklahoma desenvolve combustíveis fósseis a fim de promover diversidade energética e dar

segurança à matriz. Um desses combustíveis é o gás natural proveniente do faturamento hidráulico — uma técnica que vem se desenvolvendo consideravelmente nos últimos anos nos EUA.

Em sendo os EUA um enorme consumidor de energéticos de origem fóssil, e com o desenvolvimento e barateamento das técnicas de fraturamento em reservatórios de baixa permeabilidade, naturalmente o país se tornou um dos maiores produtores de gás

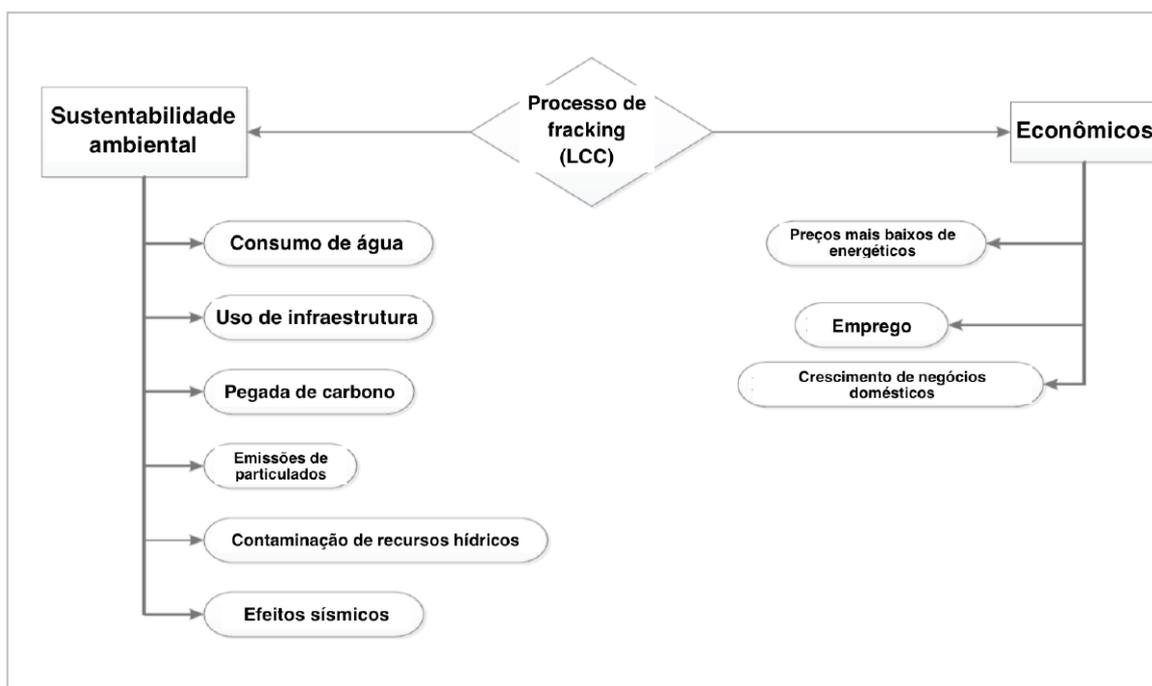
² "Outros - Biomassa inclui subprodutos agrícolas, gás de aterro sanitário, resíduos sólidos municipais biogênicos, outras biomassas (sólidos, líquidos e gasosos) e resíduos de lodo. Outros gases incluem gás de alto forno e outros gases fabricados e resíduos derivados de combustíveis fósseis. Outros incluem resíduos sólidos urbanos não biogênicos, baterias, produtos químicos, hidrogênio, piche, vapor adquirido, enxofre, combustíveis derivados de pneus, calor residual e tecnologias diversas. Nota: Os totais podem não ser igual a soma de componentes devido ao arredondamento independente. Fonte: <https://www.eia.gov/electricity/state/oklahoma/xls/OK.xls>
³ Vide Bruce da Silva e Delgado, *Transição Energética: Califórnia style*, Caderno Opinião FGV Energia.

natural do mundo, deslocando a outrora dominante posição do carvão na matriz de geração elétrica. Esse cenário é observado em Oklahoma, onde a participação do carvão na matriz elétrica diminuiu, enquanto a do gás natural cresceu (Figura 1).

Além de prover gás natural que contribui para a diversidade energética estadual, o desenvolvimento da indústria de fraturamento também tem efeitos sobre a atividade econômica e o meio ambiente de Oklahoma. O principal aspecto do processo de fraturamento durante os vários estágios do seu ciclo de vida está no equilíbrio entre seus benefícios econômicos e de estabilidade energética e as ameaças de sustentabilidade ambiental que representam. As principais implicações do *fracking* podem

ser identificadas na Figura 2, em que os benefícios do processo são: preços mais baixos (e estáveis) de energéticos, criação de empregos e incremento do ambiente de negócios domésticos. Esses benefícios, juntamente com questões de segurança nacional, e de todas as suas implicações, representam os ganhos econômicos do processo de fraturamento. Em contrapartida, a desvantagem do processo de fraturamento, devido às ameaças que representam ao meio ambiente, são significativas. Sendo esses fatores, entre muitos: consumo de grande volume de água, deterioração da infraestrutura (devido ao grande trânsito de caminhões e veículos), aumento da pegada de carbono, emissões de particulados, contaminação de reservatórios subterrâneos de água (lençóis freáticos) e efeitos sísmicos.

Figura 2: As principais implicações econômicas e ambientais do *fracking*⁴.



⁴ Fonte: Mehany et al (2015).

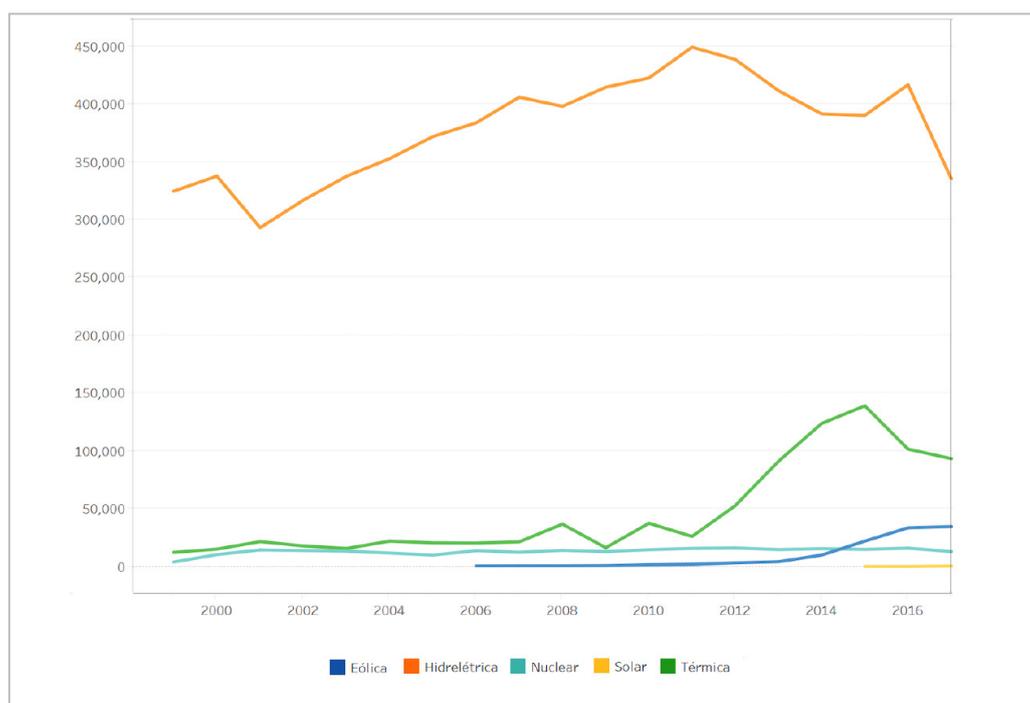
Para além da alteração da matriz energética, o *fracking* não trouxe apenas maior produção doméstica de energia, mas também possibilitou o crescimento econômico local em pequenas comunidades ao longo de todo os EUA. Os booms econômicos, no entanto, devem ser analisados sempre com cautela em relação ao futuro dessas comunidades, principalmente no que concerne à pressão inflacionária, estrangimento de infraestrutura, rápido crescimento populacional (aumento da taxa de criminalidade), entre outros. A rápida expansão do fraturamento hidráulico em Oklahoma vem levantando preocupações em relação a essas implicações ambientais, econômicas e sociais.

Ainda assim, segundo Mehany *et al* (2015) e Howell *et al* (2017), as externalidades positivas da atividade de fraturamento, e demais atividades econômicas afetadas, tem representado externalidades mais positivas que negativas no mercado norte-americano,

dando às populações locais percepções benéficas a partir dos benefícios econômicos mencionados acima. As comunidades locais, dessa forma, veem o fraturamento como uma oportunidade de crescimento econômico, como facilitador da transição energética e como meio de independência energética para seus estados e o país. Essa visão também é compartilhada pelo planejador energético e pela maioria da população em Oklahoma.

Assim como em Oklahoma, o Brasil também busca uma matriz elétrica diversificada. Durante anos, a geração hidrelétrica foi a grande protagonista da geração elétrica brasileira. Nos últimos anos, contudo, outras fontes vêm aumentando sua participação na matriz. Como em Oklahoma, a geração eólica e o gás natural vêm contribuindo para aumentar a diversidade energética na geração de eletricidade nacional (Figura 3).

Figura 3: Geração de energia elétrica em GWh por tipo de usina, Brasil, 2001 a 2016⁵.



⁵ Fonte: ONS (http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx).

Enquanto que, em Oklahoma, a evolução da geração eólica e termelétrica a gás natural ocorre devido ao aumento de competitividade dessas fontes de geração, no Brasil, essas fontes vêm se desenvolvendo devido a diversos fatores. Em relação à fonte eólica, seus custos também estão caindo, o que leva a um aumento da sua competitividade frente a outras fontes energéticas⁶. No último leilão A-6 realizado em 20 de dezembro de 2017, a fonte eólica foi contratada a um preço médio de R\$ 98,62/MWh, representando um deságio de 64,27% frente ao teto de R\$ 276/MWh. As outras fontes participantes no leilão, como biomassa, gás natural e hídrica, foram contratadas a valores bem mais elevados⁷. Além disso, os compromissos assumidos pelo Brasil na sua Contribuição Nacionalmente Determinada, submetida quando da adesão ao Acordo de Paris, contribuem para o desenvolvimento da geração eólica no país⁸.

Já o aumento da geração termelétrica no Brasil vem ocorrendo devido ao aumento da variabilidade da fonte hídrica, que vem contribuindo para que a geração hidrelétrica venha diminuindo sua participação na matriz elétrica nos últimos anos (Figura 3). Além disso, a expansão da geração eólica e solar necessitará de uma fonte energética para prover *back-up* de energia

para os momentos em que essas fontes estejam indisponíveis, devido a sua intermitência. Esse *back-up* pode ocorrer por meio de armazenamento de energia, em baterias ou centrais hidrelétricas reversíveis, ou também pela maior utilização de termelétricas de resposta rápida, como ocorre em Oklahoma, que utiliza gás natural para esse fim. Com o aumento da produção de gás natural do pré-sal, essa pode ser uma alternativa viável para o Brasil. Ademais, assim como ocorreu com a atividade de fracking em Oklahoma, o desenvolvimento da extração de óleo e gás no pré-sal, e seus eventuais benefícios econômicos e sociais decorrentes, são uma possibilidade atraente em um país ainda em desenvolvimento.

Em Oklahoma, contudo, não se acredita em mudanças climáticas, enquanto que no Brasil esforços estão sendo feitos para redução das emissões de gases de efeito estufa nacionais. Dessa forma, o *trade-off* entre preocupações climáticas - segurança proveniente de uma matriz elétrica diversa⁹/desenvolvimento econômico proporcionado pela extração de reservas fósseis ocorre no Brasil. Conclui-se assim que o desafio da transição energética para o Brasil será mais árduo que para Oklahoma. Eventualmente, caberá à sociedade brasileira conciliar esses interesses distintos.

⁶ Cabe mencionar que, devido ao seu ainda elevado custo tecnológico, a fonte eólica ainda precisa de subsídios para sua expansão. Entretanto, espera-se que em alguns anos os subsídios sejam reduzidos, algo que já vem sendo observado em outros países, como Alemanha e Holanda (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-12-14/subsidy-free-wind-power-possible-in-2-7-billion-dutch-auction>).

⁷ A Biomassa fechou o leilão com deságio 34,10%, preço médio R\$ 216,82/MWh. Gás natural apresentou deságio de 33,08%, a R\$ 213,46/MWh. A fonte hídrica ficou cotada a R\$ 219,20/MWh, deságio de 22%. Fonte: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53045928/leilao-a-6-viabiliza-38-gw-e-r-139-bilhoes-em-novos-investimentos>

⁸ O Brasil se comprometeu a "expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar." Fonte: <http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL%20iNDC%20portugues%20FINAL.pdf>

⁹ A evolução tecnológica pode contribuir para amenizar esse dilema por meio do desenvolvimento de redes inteligentes e baterias que seriam utilizadas para compensar a intermitência das fontes eólica e solar. Essas tecnologias, contudo, ainda estão em fase de desenvolvimento.

AGRADECIMENTOS ESPECIAIS

As autoras agradecem sobremaneira ao Departamento de Estado Norte-Americano (*US Department of State*) e à Embaixada dos Estados Unidos (*US Embassy*) no Brasil pelo convite para a FGV

Energia participar do programa *International Visitor Leadership Program – Energy Security in the United States: A Project for Brazil*, de outubro de 2016, sobre segurança energética.



Fernanda Delgado é Pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico- financeira e inteligência competitiva.



Tatiana Bruce da Silva é Pesquisadora na FGV Energia. Mestre em Administração Pública, com especialização em crescimento e desenvolvimento econômico, pela Universidade da Pensilvânia e Economista pela UFPE. Tem experiência com coordenação de projetos e como analista de dados estatísticos, tendo atuado em vários centros da Universidade da Pensilvânia, como a Perelman School of Medicine, a Wharton Business School e o Annenberg Public Policy Center. Além disso, tem experiência com planejamento estratégico, gestão orientada para resultados e formulação de parcerias público-privadas e consórcios públicos. Suas áreas de pesquisa na FGV Energia englobam: recursos energéticos distribuídos e sua inserção na matriz elétrica brasileira, veículos elétricos, transição energética e integração energética.

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



OPINIÃO

Para quem serve o Sistema de Bandeiras Tarifárias?

*Por Mariana Weiss e
Guilherme Pereira**

No final de outubro de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL propôs uma revisão da metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias para ser implementada com urgência já no mês seguinte, devido ao nível dos reservatórios na época ter alcançado patamares mais baixos (17,6%) que os registrados durante o racionamento de 2001 e ao déficit acumulado de R\$ 4,36 bilhões na conta bandeiras. Contudo, apesar de a nova metodologia ter colaborado para a redução do déficit da conta bandeiras principalmente em função do aumento de 42,8% no valor da bandeira vermelha patamar 2, o sistema de bandeiras tarifárias ainda continua a levantar alguns questionamentos quanto à efetividade do seu mecanismo de sinalização de preços ao consumidor.

A criação da conta bandeiras, bem como a introdução das bandeiras tarifárias nas contas de luz dos consumidores em 2015, surgiu em resposta principalmente à dívida bilionária assumida pelas distribuidoras em decorrência do regime de cotas de garantia física implementado em 2013 e da posterior crise hídrica em 2014. O regime de cotas foi uma tentativa de o governo reduzir o preço da

energia no Brasil através do abatimento da remuneração de hidrelétricas já amortizadas. Neste caso, as hidrelétricas com concessão vencida que escolheram participar do regime de cotas, ao invés de ir a leilão novamente, tiveram sua garantia física rateada entre as distribuidoras, que passaram a pagar apenas pelos custos de operação e manutenção destas usinas, mas em contrapartida a assumir também os seus riscos hidrológicos. Essa medida colaborou conseqüentemente para as tarifas de energia elétrica serem reduzidas em aproximadamente 13,7%.

As distribuidoras, no entanto, não esperavam a ocorrência de uma crise hídrica logo no ano seguinte à implementação deste regime. Para suprir uma demanda de energia elétrica aquecida em medo à falta de chuvas, foi necessário o despacho de um número maior de térmicas, inclusive fora da ordem de mérito. As distribuidoras, por sua vez, precisaram não só arcar com os custos destes despachos, mas também recorrer à compra de energia no mercado de curto prazo - MCP para amenizar o altíssimo risco hidrológico, em um momento em que o preço de liquidação de diferenças - PLD encontrava-se no

teto. Como estes custos somente poderiam ser repassados ao consumidor no próximo processo anual de reajuste tarifário, as distribuidoras recorreram a empréstimos junto ao governo federal. Em março de 2015, a dívida das distribuidoras já somava R\$ 34 bilhões, sendo 37,7% deste montante relativo somente ao pagamento de juros¹.

Neste contexto, em 2015, as contas de luz passaram a contar com o sistema de bandeiras tarifárias com o objetivo de antecipar receita às distribuidoras de modo a cobrir variações nos custos de geração por fonte termelétrica e; de sinalizar aos consumidores quanto às estimativas de preço da energia no próximo mês de exercício de forma a tentar promover um consumo mais consciente de eletricidade. Atualmente, as bandeiras são divididas em 4 categorias. A bandeira verde indica que os consumidores não pagarão uma taxa extra, pois as condições para geração de energia são adequadas. Na bandeira amarela existe um pequeno acréscimo por quilowatt-hora consumido, pois as condições de geração não são tão favoráveis como antes. A bandeira vermelha - patamar 1 indica que a energia gerada é bem mais custosa do que nos casos anteriores. Por fim, a bandeira vermelha patamar 2

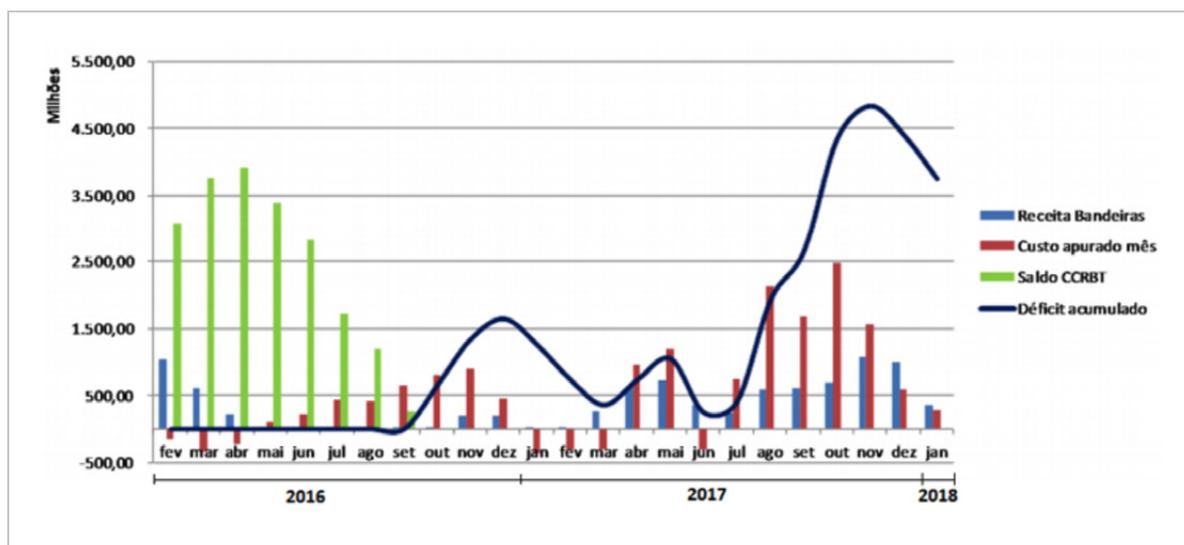
indica que a geração de energia acontece da forma mais custosa possível, demandando o acionamento de diversas usinas térmicas.

Todos os recursos arrecadados pela introdução de bandeiras na conta de luz dos consumidores cativos são direcionados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE². Segundo o Submódulo 6.8 do PRORET, a conta bandeira deve aportar recursos suficientes para cobrir os custos assumidos mensalmente pelas distribuidoras no que tange aos contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D; à exposição involuntária ao MCP por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada; ao Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do PLD; e ao risco hidrológico que pode levar à exposição involuntária ao MCP por insuficiência de geração das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR ou junto à Itaipu Binacional.

¹ <http://g1.globo.com/economia/seu-dinheiro/noticia/2015/03/emprestimos-para-distribuidoras-vaio-custar-r-34-bilhoes-ao-consumidor.html>

² A conta bandeiras é regulamentada pelo Decreto nº 8.401/2015.

Figura 1. Comparativo de Receitas e Custos associados à Conta Bandeiras.



Fonte: ANEEL

Contudo, como mostra a Figura 1, a conta bandeiras desde outubro de 2016 passou a acumular déficits sucessivos. Segundo a ANEEL, este descasamento entre receitas e custos poderia ser explicado pela métrica de acionamento das Bandeiras antiga ser baseada apenas no Custo Marginal da Operação (CMO). Segundo a ANEEL, de acordo com dados históricos, o CMO não apresenta uma correlação significativa com os custos relacionados a riscos hidrológicos, que justamente representam mais de 60% dos custos a serem supridos pela arrecadação da conta bandeiras.

Desta forma, em outubro de 2017, a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias foi revista, através da Nota Técnica no 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL, e passou a considerar uma análise conjunta das estimativas para o mês subsequente do PLD e do patamar de risco hidrológico medido pelo GSF (em inglês, Generation Scaling Factor). Além disso, na nova metodologia, os valo-

res das bandeiras também foram atualizados com base em uma análise do comportamento estocástico do GSF, fazendo com que o valor da bandeira amarela caísse de R\$ 0,02/kWh para R\$ 0,01/kWh, o da bandeira vermelha no patamar 1 se mantivesse em R\$ 0,03/kWh e o da bandeira vermelha patamar 2, subisse de R\$ 0,035/kWh para R\$ 0,05/kWh.

No atual mecanismo de acionamento de bandeiras, é inicialmente determinado o GSF para o mês posterior através da razão entre a geração hídrica estimada pelo Programa Mensal da Operação (PMO) e a garantia física determinada pelos agentes geradores determina o nível de GSF para o mês em questão. Uma vez determinado o GSF para o mês em questão, o PLD estimado pela CCEE é comparado com PLD gatilhos calculados mensalmente para cada patamar de bandeira conforme a Equação 1. Cabe, no entanto, ressaltar que GSFs acima de 0,99 implicarão necessariamente no acionamento de bandeira verde e GSFs abaixo de 0,60 de bandeiras vermelha patamar 2.

$$PLD_{gatilho} = \min \left[PLD_{\max}, \max \left[PLD_{\min}, \frac{\text{valordabandeira}}{(1 - GSF)} \right] \right]$$

Como a garantia física representa o limite de energia hídrica que pode ser comercializada em contratos, GSFs acima de 1 implicam em uma geração hidrelétrica acima de suas garantias físicas, resultando em baixo risco hidrológico e conseqüentemente em menores custos adicionais para o sistema decorrentes da exposição dos agentes ao MCP. Por outro lado, quanto mais próximo de zero for o GSFs, piores as condições de geração e maiores os custos de energia. Logo, o GSF se mostra uma boa proxy para os custos que as distribuidoras podem vir a arcar para comprar energia no MCP de modo complementar a insuficiência de geração das usinas hidrelétricas participantes do regime de cotas.

Já, com relação à efetividade da sinalização das condições de geração para os consumidores, o novo sistema de bandeiras tarifárias aparenta não ter trazido grandes avanços. O sistema continua a fazer alterações bruscas entre bandeiras e a apresentar descasamento com a evolução do nível dos

reservatórios, podendo citar como exemplo a transição de bandeira vermelha patamar 1 para verde entre dezembro de 2017 e janeiro de 2018, mesmo com o nível dos reservatórios em apenas 31%. Essas precariedades do sistema de bandeiras somadas ao perfil inelástico da demanda de energia elétrica frente a variações de preço podem dificultar ainda mais o potencial de resposta dos consumidores às condições de geração do sistema.

Logo, a atualização do sistema de bandeiras tarifárias colaborará para o equilíbrio entre receitas e despesas da conta bandeiras e a sustentabilidade do fluxo de caixa das distribuidoras mesmo diante a exposição involuntária ao MCP devido a riscos hidrológicos. A medida inclusive já vem apresentando resultados –apenas entre novembro de 2017 e janeiro de 2018, o déficit acumulado da conta bandeiras já foi reduzido em R\$ 1 bilhão. Isso evidencia mais uma vez o comprometimento do sistema de bandeiras tarifárias com a antecipação de receita às distribuidoras, deixando a sinalização ao consumidor sobre as condições de geração apenas como um objetivo secundário.



Mariana Weiss é Pesquisadora na FGV Energia. Doutoranda do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Planejamento Energético também pela COPPE/UFRJ e graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atua na área de geração distribuída, fontes de energia renováveis, eficiência energética e projetos de P&D. Possui experiência também com análises utilizando matrizes insumo-produto, construção de cenários de demanda de energia através de modelos *bottom up* e estudos relacionados aos temas padrões de consumo de energia, *demand response*, *smart grids* e mudanças climáticas.



Guilherme Pereira é Pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.

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



EDITORIAL

Considerações preditivas sobre o setor energético brasileiro: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026)

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) pode ser definido como um documento informativo voltado para a sociedade, fornecendo uma prospecção das perspectivas do governo para a expansão do setor energético como um todo. Sua autora, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), trabalha com um horizonte de 10 anos e com base nas dimensões econômica, estratégica e social.

Para o período considerado no PDE 2026, espera-se que a economia brasileira, estimulada por melhores resultados da economia mundial e pela existência de capacidade ociosa no país, tenha uma retomada de desempenho a partir do fim do primeiro quinquênio. Na sequência, o PDE estima os impactos da atividade econômica na demanda por energia e como a oferta de energia pode ser expandida a fim de satisfazê-la.

Nesse compêndio, a FGV Energia tratou os setores energéticos como segmentados no PDE, de

forma a não só contextualizá-los, mas a analisá-los construtivamente, por entender que a disseminação do conhecimento e o planejamento de longo prazo são imperativos para o progresso técnico-científico, os ganhos de competitividade e, por conseguinte, o desenvolvimento econômico e o bem-estar social do país. A análise dos setores será detalhada a seguir.

1. SETOR ELÉTRICO

O PDE visa apontar uma estratégia de expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas de modo a garantir o suprimento de energia no horizonte decenal. O documento não deve ser encarado como um plano estático e normativo pois suas projeções e indicações de expansão de energia são elaboradas sob um elevado grau de incerteza.

Esta edição apresentou grandes avanços metodológicos. Pela primeira vez, a evolução do parque

gerador foi definida a partir do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)¹. Com a adoção do MDI, o custo marginal de expansão (CME) passa a ser um subproduto do processo de planejamento, e não mais um dado de entrada do modelo. O CME é uma variável importante para o planejamento do setor elétrico, pois representa o custo de atender uma unidade adicional de demanda futura de energia e potência. Outro importante avanço foi a adoção de cenários alternativos de expansão, que consideraram, dentre outros, maior crescimento da economia ao longo do período, redução do custo de investimento para implementação de geração fotovoltaica centralizada e aumento de restrições para expansão de UHE.

Algumas limitações, no entanto, ainda se fazem claras. Conforme aponta o próprio plano, os modelos atualmente empregados no planejamento são incapazes de capturar características operacionais do sistema. Fatores como a variabilidade da geração de fontes não despacháveis, restrições operativas das térmicas e possíveis falhas dos elementos do sistema não são considerados. Um sistema com precificação horária será adotado na operação a partir de 2019, o que permitirá a remuneração mais adequada de fontes flexíveis e o desenvolvimento de mecanismos de resposta pela demanda, que devem se mostrar como opções ao atendimento à demanda de

ponta. Para que se tenha um planejamento mais adequado, portanto, é preciso adotar modelos mais próximos da realidade operativa.

Do ponto de vista da demanda, o PDE 2026 continuou com a perspectiva de eletrificação crescente². O plano estima que a demanda por eletricidade apresente crescimento médio anual de 3,5% a.a. ou 2.700 MW médios/ano³. As classes que mais contribuirão com este crescimento serão a comercial, residencial e agropecuária. Considerou-se que a demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte. É prevista ainda uma queda da intensidade energética da economia devido a ganhos de eficiência.

Com relação aos resultados apresentados, além da parcela já contratada, no cenário de referência são previstos investimentos da ordem de R\$ 174,5 bilhões entre 2020 e 2026 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Esse cenário resultou em um CME de R\$ 217,00/MWh. Foi indicada uma expansão de 39,7 GW na capacidade instalada, dos quais 29,8% relativo a usinas eólicas, 17,6% a usinas solares, 8,1% a térmicas à biomassa, 7,1% a usinas hidráulicas (UHEs, PCHs e CGHs), 6,7% a térmicas a combustíveis fósseis e 30,7% a alternativas para atendimento de demanda de ponta.

¹ A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-028/2017.

² No horizonte do PDE 2026, a EPE considera que essa eletrificação crescente não será significativa no setor de transportes. A princípio, a entrada de veículos elétricos no país será reduzida devido a uma série de variáveis como dificuldades de entrada no mercado, elevados preços desses veículos no país, a preferência do consumidor por carros maiores na mesma faixa de preço e o descarte e reciclagem de baterias. Além disso, a maioria dos veículos elétricos que efetivamente vierem a entrar no mercado nacional no período serão híbridos *flex*, que não demandam muita eletricidade da rede elétrica.

³ Já abatida a parcela adotada de geração distribuída.

Para a transmissão, o PDE 2026 indica uma expansão de 135.000 km de linhas de transmissão em 2016 para 197.000 km em 2026, resultando em investimentos da ordem de R\$ 119 bilhões, sendo R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. É esperado o aumento do consumo e da participação do subsistema Norte na carga do SIN, devido à interligação do sistema de Boa Vista. O subsistema Nordeste também deve aumentar sua participação na carga total, ao passo que Sudeste/Centro-Oeste e Sul tendem a reduzi-la. Sendo assim, a expansão das linhas de transmissão se mostrará primordial para o balanço energético e para o aumento da flexibilidade no Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Por fim, cabe destacar a importância das alternativas de ponta para manter a segurança de abastecimento do setor elétrico. Fontes alternativas respondem por 30% da geração indicada pelo cenário de referência, o que exigirá a presença de fontes despacháveis capazes de absorver sua variabilidade e fornecer flexibilidade operativa. Dentre as opções de tecnologias para atendimento à ponta, o PDE 2026 destaca as termelétricas de partida rápida, motorização adicional em UHE, usinas hidrelétricas reversíveis, gerenciamento pelo lado da demanda e armazenamento de energia em baterias. Fontes com esse propósito tendem a ser despachadas por pouco tempo, mas começarão a se fazer necessárias a partir de 2021. O modelo atual de contratação por energia não é capaz de remunerar adequadamente por esses serviços e precisará, portanto, ser revisto.

2. GÁS NATURAL

No tocante às projeções de oferta de gás natural, adicionalmente às instalações previstas no PDE 2026, é esperada a construção de um terminal de

regaseificação no Porto do Açú, com capacidade de regaseificação de até 42MMm³/dia, 14MMm³/dia já com licença ambiental. Embora o potencial licenciado seja inicialmente direcionado ao atendimento às duas usinas hidrelétricas pertencentes ao mesmo projeto da Prumo Logística, sem previsão de infraestrutura para conexão à malha integrada, o Porto do Açú encontra-se localizado na nova Zona de Processamento de Exportações (ZPE), com potencial de atrair empresas exportadoras que utilizem gás natural como matéria prima, onde o excedente de capacidade de regaseificação poderia ser utilizada para suprir a demanda de novos empreendimentos industriais a serem instalados na região. Dessa forma, a entrada em operação do terminal de regaseificação do Porto do Açú tem o potencial de impactar não apenas a oferta de gás importado potencial, mas também de provocar um aumento na demanda industrial por gás natural.

Com potencial de alavancar a oferta de gás natural nacional no país nos próximos anos e dar ânimo ao desafio à monetização do gás do pré-sal, após paralização por cerca de três anos na construção da UPGN do COMPERJ – fazendo com que a refinaria não fosse considerada no PDE 2026 – as obras da refinaria serão retomadas. Com previsão de início de operação para 2020, a unidade será responsável pelo processamento de 21 MMm³/dia de gás natural do pré-sal da Bacia de Santos, que será escoado pelo gasoduto Rota 3. O gasoduto, que conta com cerca de 307 quilômetros em trecho marítimo e 48 quilômetros terrestre, e que já recebeu as licenças do IBAMA em 2016, gera impacto nas projeções de expansão da malha de gasodutos que tem o potencial de destravar consumo do energético no país. Para se ter ideia do impacto potencial, os Rota 1 e 2 juntos escoam 23 MMm³/dia.

Em relação ao consumo final de gás natural no setor de transportes, a competitividade do GNV, que vem melhorando desde a chegada da tecnologia da Geração 5 em 2010, e mais expressivamente a partir do final de 2015 com a mudança de preços dos combustíveis líquidos da Petrobras, parece ter destravado ainda mais a partir do segundo semestre de 2017. Os aumentos consecutivos do preço dos combustíveis líquidos pela Petrobras desencadearam um aumento considerável no número de conversão para GNL. Levando em consideração que o consumo de gás natural teve aumento de 9,0% na média de 2017, ao se comparar com a média de 2016, é esperado que a não consideração do aumento da competitividade do gás natural no segmento de transporte tenha levado a uma subestimação da demanda automotiva por essa fonte. Esse consumo, que está projetado no PDE 2026 para 5,5MMm³/dia em 2021 e 5,9 MMm³/dia em 2026, já alcançou 5,4MMm³/dia na média de 2017, tendo esse consumo atingido 6,1MMm³/dia em dezembro de 2017.

3. PETRÓLEO

Segundo as projeções do PDE, a produção sustentada de petróleo – a partir de reservas – deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente.

As maiores contribuições para a produção total no período decenal permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas

profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total. Mesmo havendo um programa em vigor do governo voltado para a reativação da produção *onshore* – REATE – o PDE não considerou um aumento expressivo da participação desse contingente.

Segundo a EPE, problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como dificuldades de cumprimento das exigências sobre Conteúdo Local e soluções tecnológicas para os projetos de Libra com elevado índice de CO₂, apontam que poderá haver atrasos, entre 1 e 3 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, Cessão Onerosa e Partilha da produção. Adicional a todos esses atrasos mencionados pelo PDE, pode-se agregar as questões de licenciamento ambiental que seguem como fortes impeditivos ao desenvolvimento do setor.

O PDE menciona que a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural, mas esses números já são sabidamente superiores a isso. Segundo a EPE, esta participação do pré-sal tende a aumentar ainda mais nos próximos anos com a priorização da exploração e produção além de medidas de redução de custos operacionais, somada a baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes. Tais conclusões corroboram com a divulgada estratégia da Petrobras de focar majoritariamente no pré-sal e seus poços de alta produtividade.

Nos próximos cinco anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, dezesseis são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Deste modo, o pré-sal responderá por parcela

significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%, se tanto. Vale destacar que o PDE não menciona o incremento da atividade exploratória em nenhuma das demais bacias brasileiras.

4. BIOCOMBUSTÍVEIS

Em relação aos biocombustíveis, o documento da EPE contém as projeções da oferta e da demanda de etanol e de biodiesel, já considerando em suas análises os sinais positivos advindos do RenovaBio. O programa, lançado no final de 2016, se tornou um projeto de lei, sancionado em dezembro de 2017. Tal movimento sinaliza o avanço da iniciativa no governo, o que torna acertada a decisão de considerá-lo nas projeções. Apesar da publicação não deixar claro a partir de que ano as análises incluem os efeitos do RenovaBio, estes somente serão sentidos após a sua entrada em vigor, o que deve ocorrer em 2020.

As projeções consideram a expansão da oferta de etanol, a partir de diversas premissas, entre elas a do aumento de produtividade da produção de cana-de-açúcar em 1,4% ao ano e da maior destinação da cana para a produção de etanol, saindo de 55%, em 2016, para 60%, em 2026. Tais projeções podem ser consideradas otimistas, uma vez que o alto endividamento das empresas do setor tem afetado o investimento na renovação de canaviais e nos tratamentos culturais, resultando na queda da produtividade. Além disso, a destinação da cana depende do mercado de açúcar e, em 2017, por exemplo, os preços internacionais dessa *commodity* foram determinantes para a redução do

percentual da cana destinado ao etanol. Ainda que a melhoria dos índices relacionados à produção da cana ocorra de forma mais lenta do que o projetado pela EPE, existem fortes indícios de ganhos nesse sentido, em função de novas tecnologias, entre elas o etanol de segunda geração. O documento sinaliza que o etanol hidratado ocupará parte do espaço da gasolina na demanda de veículos leves, levando a um aumento de 7,2% ao ano do consumo final do biocombustível e queda de 3,1% ao ano no caso do anidro, em função da redução da demanda por gasolina. Espera-se que um cenário desse tipo, com o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, passe a se configurar somente com a entrada do RenovaBio, ou seja, após 2020.

No caso do biodiesel, as projeções da EPE preveem um aumento progressivo do teor de biodiesel, indo de 10%, em 2018, a 15%, em 2025 (o teor de 11% aparece algumas vezes no documento, mas adotamos como correto o valor mais provável de 15%). O entendimento dos produtores de biodiesel é basicamente o mesmo, mas existe possibilidade de antecipação do B15, assim como ocorreu com a entrada do B10, em função da tendência de crescimento da demanda por óleo diesel e, também, da sua importação.

5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

No PDE 2026, energia conservada é definida como a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2016. Em 2026, a eficiência energética projetada pode atingir 17 milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo), equivalendo a 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.

Quanto à energia elétrica, projeta-se que, em 2026, 32 TWh serão conservados, valor correspondente a 4% da demanda elétrica em 2025. Na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira, submetida quando da adesão ao Acordo de Paris na COP 21, o Brasil se comprometeu a realizar 8% de economia de energia no setor elétrico em 2025. Para justificar essa diferença de valores, o PDE explica que a NDC foi formulada tendo como ano-base 2013, de forma que a troca de lâmpadas incandescentes no período 2013-2016, ano de elaboração do PDE, não foi considerada. Quando essa política é considerada, chega-se ao valor estipulado na NDC.

Embora essa economia de energia seja significativa, o planejador deve considerar os benefícios de ampliar ainda mais a meta de eficiência energética nacional. Eficiência energética significa realizar o mesmo, ou mais, serviço energético com menor quantidade de energia⁴. A expansão da capacidade de geração nacional por meio da promoção de medidas de eficiência energética tem potencial de ser menos dispendiosa que a realização de investimentos em novas fontes de geração.

Quanto ao setor de transportes, o PDE afirma que, somente com melhorias tecnológicas e da intensidade do uso de cada modal, o setor realiza ganhos de eficiência da ordem de 7% em 2026. Entretanto, uma abordagem mais abrangente para promover a eficiência energética neste setor poderia incluir ações que visam afetar o lado da demanda de transportes⁵.

Em relação ao setor residencial, o PDE destaca que a eletricidade é a fonte que mais contribuirá para a conservação de energia nos domicílios entre 2016 e 2026. Por exemplo, chuveiros elétricos nas residências serão gradualmente substituídos por aquecedores de água que utilizam gás natural. Entretanto, a fim de evitar aumento das emissões de gases de efeito estufa, aquecimento solar de água poderia ser priorizado como alternativa. Essa e outras questões, como realização de retrofits para promoção da eficiência energética em edificações, não são mencionadas no PDE. Em um box ao final do capítulo de eficiência energética do plano, os desafios na realização de ações para sua promoção são listados, mas não há, contudo, indicações de como superar esses desafios.

6. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

O PDE afirma que o setor energético brasileiro já contribui pouco para as emissões de gases de efeito estufa nacionais e que as emissões oriundas do SIN previstas no PDE representariam menos de 3% do total que o Brasil deve emitir em 2025. Para o setor energético, então, se propõe que a participação de fontes renováveis se mantenha elevada na matriz. Entretanto, um esforço maior pode ser buscado, principalmente ao se ponderar que as metas das NDCs não serão suficientes para se cumprir o Acordo de Paris⁶. Dessa forma, como muito provavelmente a NDC brasileira será revista em um futuro próximo, seguindo as diretrizes de aumento da ambição das NDCs proposta

⁴ PDE 2026, EPE, 2017.

⁵ Para uma maior discussão de como a eficiência energética no setor de transportes pode ser promovida com iniciativas do lado da demanda, vide: Roitman, Tamar, Coluna Opinião FGV Energia, Fevereiro 2018.

⁶ O objetivo central do Acordo de Paris é manter a elevação da temperatura média global, em relação aos níveis pré-industriais, abaixo dos 2 graus Celsius e o mais próximo possível de 1,5 graus Celsius. Os atuais planos nacionais de ação climática conhecidos como Contribuições Nacionais Determinadas (NDCs) ficam aquém desse objetivo. (<https://cop23.unfccc.int/news/presidencies-outline-the-talanoa-dialogue-process-0>).

pela UNFCCC , para os próximos PDEs, o planejador já pode começar a traçar um aumento da participação das fontes renováveis na matriz. No box 11.1, “Caminhos Flexíveis para a Matriz Energética”, essa possibilidade é conjecturada.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Plano Decenal de Energia é um importante instrumento para o planejamento energético de

longo prazo nacional. Por meio dele é assinalada a continuidade das políticas públicas para o setor, contribuindo para a segurança institucional e, conseqüentemente, de investimentos na área energética. Com a elaboração desse breve texto de análise do PDE, a FGV Energia busca também contribuir para a discussão do planejamento energético nacional, fundamental para o desenvolvimento do nosso país.

* 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.



Petróleo

Por Júlia Febraro / Pedro Neves*

PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DA BALANÇA PETRÓLEO

O mês de janeiro de 2018 apresentou produção diária de 2,62 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente acima dos 2,61 MMbbl/d de dezembro. Na comparação anual, no entanto, registrou-se queda de 2,6% em janeiro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em janeiro, 95,4% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concen-

trado em 7.946 poços, sendo 727 marítimos e 7.219 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,9% do total de óleo e gás natural. Com relação ao pré-sal, sua produção em janeiro foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,4 MMbbl/d de óleo e 54 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,72 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Essa produção correspondeu a 51,9% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.111.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses:	dez-17	jan-17
Produção	81.070.997	0,11%	-2,66%		80.983.532	83.283.397
Consumo Interno	47.447.968	-3,11%	-6,04%		48.972.434	50.500.679
Importação	5.837.212	42,27%	133,43%		4.103.053	2.500.610
Exportação	38.480.063	81,47%	-1,23%		21.204.941	38.961.189

* Tendências nos últimos 12 meses
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A estatal brasileira tem planos para intensificar a produção de petróleo no país mesmo com os planos de desinvestimento ocorrendo em paralelo. A expectativa é de que até 2022, na bacia de Santos, 13 novas plataformas entrem em operação, aumentando os números da empresa de produção na bacia, de cerca de 1,1 MMbbl/d para 3,1 MMbbl/d. As informações são do presidente da companhia, Pedro Parente, em entrevista durante um seminário em março de 2018 (Agência Petrobras, 2018)¹.

Ainda nesse contexto, a empresa entrou com um pedido, pelo segundo mês consecutivo, de liberação para produção em um campo da bacia de Santos, na região do pré-sal (a área consta nos contratos de cessão onerosa). Ambos os pedidos são para o campo de Búzios, e têm potencial de atrair para a área pelo menos mais 300 mil barris por dia na área (EPBR, 2018)².

Apesar do presente documento tratar de dados de janeiro de 2018, adiantamos nessa edição que a Petrobras divulgou em março (2018) o balanço comercial da companhia para o ano de 2017. O resultado negativo de R\$ 446 milhões é reflexo de uma série de despesas extraordinárias (liquidação da *class action* nos EUA, adesão a programas de regularização de débitos federais), por exemplo, que a empresa teve que assumir para melhorar sua posição de mercado, atrair investidores e reduzir dívidas. Do contrário, ela teria registrado lucro líquido de R\$ 7,089 bilhões de reais. Outro resultado positivo foi a redução da dívida líquida para valores anteriores a 2012. O presidente Pedro Parente destacou que a empresa “está numa trajetória consistente de recu-

peração, seguindo à risca o que nós propusemos no nosso plano de negócios”. (TNPetróleo, 2018)³.

Outro destaque relevante do mês de março de 2018 trata da 15ª rodada de concessão, ocorrida no dia 29. Mesmo com a retirada de dois valiosos blocos da bacia de Santos (que poderiam representar mais de 70% do bônus de assinatura total) pelo TCU na véspera do leilão, sob a alegação de que seria mais vantajoso licitá-los sob o regime de partilha (dada sua proximidade com o polígono do pré-sal e, mais precisamente, com o bloco de saturno), o grande interesse pelos blocos da bacia de Campos se traduziu num bônus recorde de R\$ 8,14 bilhões. Dos 47 blocos ofertados, 22 foram arrematados e o bloco C-M-789, da bacia de Campos, bateu o recorde de arrecadação com R\$ 1,82 bilhões. O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, afirmou que, além do bônus recorde, a diversificação da participação de operadoras estrangeiras e de áreas de interesse (entre o Sudeste e o Nordeste) são outros destaques positivos⁴.

Dentre as empresas que conquistaram blocos no leilão, a ExxonMobil aumentou sua participação na exploração de petróleo em território nacional em oito blocos, ampliando sua área de exploração em quase 50%, para um total de 8094 km². A empresa afirmou que essas adições proporcionarão que eles invistam ainda mais no desenvolvimento de sua expertise em águas profundas. Outras empresas que tiveram destaque no leilão foram a Shell, com aquisição de quatro blocos importantes (entre exploração única e coparticipação), e a norueguesa Statoil, também com quatro blocos, alcançado um bônus acumulado superior a R\$ 3,5 bilhões⁵.

¹ http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980086

² <http://epbr.com.br/petrobras-pede-liberacao-para-produzir-em-outra-plataforma-na-cessao-onerosa/>

³ <http://www.tnppetroleo.com.br/noticia/petrobras-apresenta-resultado-negativo-de-r-446-milhoes-em-2017/>

⁴ <http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/4387-15-rodada-anp-recorde-8-bilhoes-arrecadados>

⁵ https://petronoticias.com.br/archives/110068?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

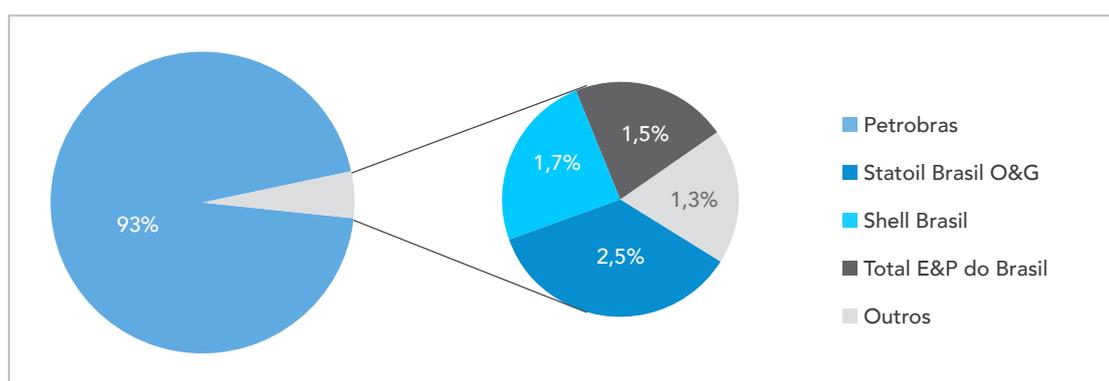
Por outro lado, o grande interesse visto nas áreas *offshore* não correspondeu num interesse em áreas *onshore*, que não tiveram nenhum lance para as áreas ofertadas no certame. Um dos motivos para a falta de atração em áreas terrestres, de acordo com Décio Oddone, poderia estar relacionado ao risco exploratório dos blocos ofertados aliada à política de desinvestimentos vigente da Petrobras. As próximas rodadas de oferta de áreas exploratórias estão definidas para 7 de junho (para a 4ª rodada de partilha da produção de pré-sal) e para 2019, com outros dois leilões de concessão e partilha, respectivamente⁶.

Uma prospecção da *International Energy Agency* para os próximos cinco anos, intitulada *Oil 2018*, sugere que o Brasil (ao lado dos EUA, Canadá e Noruega) será um dos principais motores de atendimento a demanda mundial de petróleo dos próximos anos. O alto potencial das áreas de pré-sal, aliado à exclusiva matriz brasileira de exploração em

águas ultra profundas são grandes diferenciais para o país. Aliado a isso, os conflitos que vêm ocorrendo com membros da OPEP, como a crise política na Venezuela, demandam que outros *players* assumam papéis mais relevantes no setor (caso do Brasil). No entanto, a agência destaca que a variação nos preços de referência internacional será crucial para manutenção do país como um dos grandes destaques, dado que a viabilidade da exploração em águas ultra profundas requer preços de operação mais altos (BEPetróleo, 2018)⁷, (WorldOil, 2018)⁸.

Com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Statoil subiu ligeiramente, chegando a 2,5%, enquanto que a da Shell caiu de 2,2% para 1,7% do total da produção. A participação da produção da Chevron também apresentou crescimento, de 0,7% para 1,5% em janeiro. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de janeiro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

⁶ https://petronoticias.com.br/archives/109944?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

⁷ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/9-milhoes-de-barris-dia-de-aguas-profundas/>

⁸ <http://www.worldoil.com/news/2018/3/5/iea-record-oil-output-from-us-brazil-canada-and-norway-to-keep-global-markets-supplied>

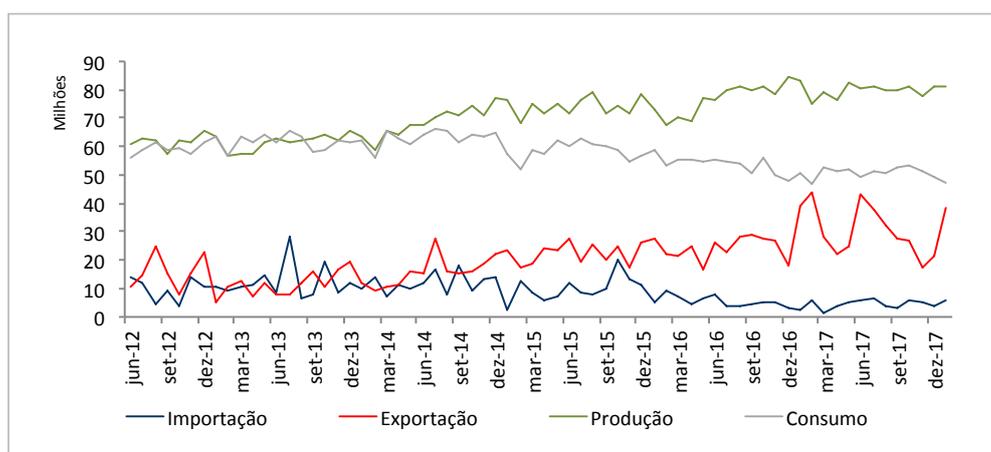
Por mais que o perfil de distribuição das operadoras não mude, a política atual de desinvestimentos da Petrobras está contribuindo para atrair novos *players* para o mercado nacional e para a ampliação da participação de alguns mais regulares. Nesse contexto, iniciativas como repasse de áreas da cessão onerosa, campos *onshore*, campos maduros ou mesmo campos nos quais a petroleira não enxergue um bom negócio têm sido cada vez mais frequentes (EPBR, 2018)⁹, (Petronotícias, 2018)¹⁰.

O próximo mês indicará mudanças na mesa de diretores da Petrobras e da BR Distribuidora. O encontro anual de acionistas das empresas, marcado para abril de 2018, definirá os próximos diretores das companhias. De acordo com uma pesquisa encomendada pela UBS junto à duas consultorias internacionais, uma série de avaliações deveria ser tomada, por parte dos acionistas, com o objetivo de tornar as empresas mais transparentes e organizadas. Entre as medidas sugeridas, destacam-se: uma maior representatividade de

diretores independentes à companhia (para níveis de pelo menos 33%), uma maior preocupação dos acionistas com aspectos como performance dos diretores, minimização de conflitos de interesse, escolha de um CEO desvinculado da mesa de diretores, entre outros. Por fim, a pesquisa destaca que os diretores da BR Distribuidora não deveriam ser os mesmos da Petrobras, de modo a garantir que os interesses de uma empresa sejam unicamente satisfeitos, sem interposição da outra companhia¹¹.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, tanto as importações quanto as exportações apresentaram crescimento expressivo em janeiro, de 42,27% e 81,47%, respectivamente. A tendência de alta nas exportações segue em 2018, confirmando o interesse da Petrobras em exportar o maior valor possível de óleo cru, reflexos de seu plano de negócios atual. Na comparação anual também se verificou forte crescimento nas importações (133%), mas houve ligeira queda no volume exportado (-1,23%).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

⁹ <http://epbr.com.br/maior-parte-do-desinvestimento-da-petrobras-esta-em-fase-vinculante/>

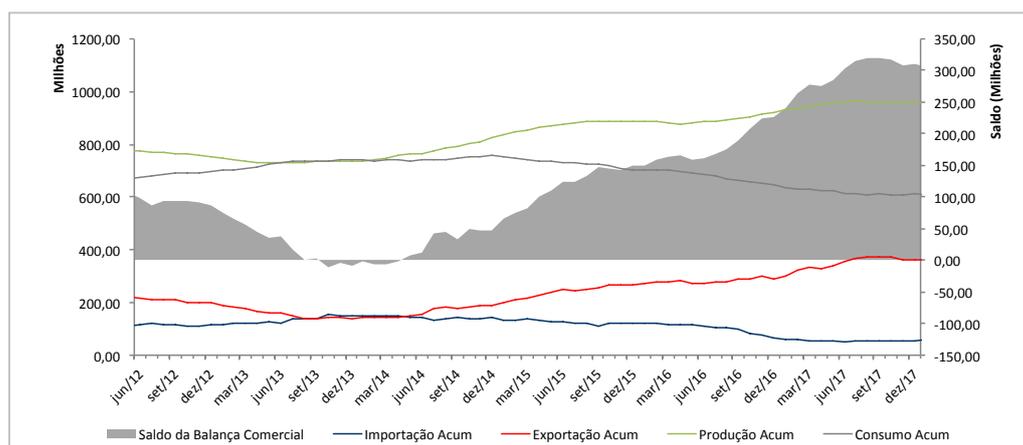
¹⁰ <https://petronoticias.com.br/archives/109068>

¹¹ UBS. Better governance is a never ending journey. Global Research. Março, 2018.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo voltou a cair em janeiro, após crescimento em dezembro. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exporta-

ções e Importações, também se verificou queda no acumulado de 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em janeiro (Figura 2.4).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

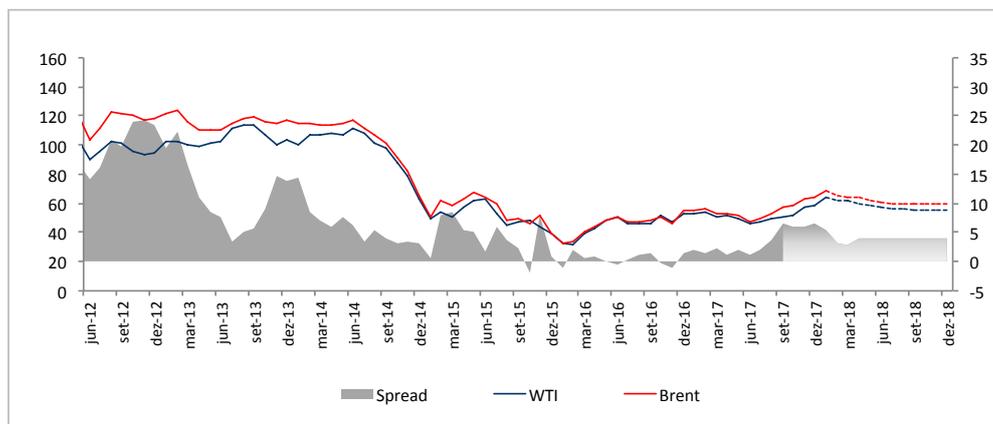
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo sétimo mês consecutivo, chegando a US\$ 69/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 63,7/bbl em janeiro.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de dezembro de 2017, nesta edição adiantamos que em março (2018) os valores de referência internacional sofreram leves alterações para o período. Entretanto, algumas descobertas feitas nos últi-

mos dias podem indicar que a ascensão do óleo não-convencional norte-americano pode ser ainda maior e representar algum nível de ameaça aos países da OPEP, que seguem com suas medidas de cortes na produção, com o objetivo de conter os valores da *commodity*. No entanto, a própria organização já assumiu que os valores que tinha estimado da produção dos EUA podem ser maiores que os que cogitava (WorldOil, 2018)¹². Tal iniciativa dos membros da OPEP se endurece com a aproximação do IPO da Saudi Aramco, a estatal petrolífera Saudita.

¹² <http://www.worldoil.com/news/2018/3/14/opecknowledges-scale-of-shale-boom-as-supply-outstrips-demand>

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



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

Voltando à produção brasileira, em janeiro, ao contrário do mês anterior, a maioria dos estados apresentou queda na produção. O destaque negativo foi a produção *onshore* do estado do Ceará, que atingiu o menor volume produzido dos últimos

doze meses, após queda de 12% em janeiro. Em contrapartida, Rio de Janeiro, Alagoas, Amazonas, Rio Grande do Norte e Sergipe apresentaram crescimento em suas produções neste mês.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses	dez-17	jan-17
AL	Onshore	84.409	1,81%	-6,62%		82.905	90.390
	Offshore	3.031	-37,99%	-27,22%		4.888	4.165
AM	Onshore	602.317	2,11%	-7,83%		589.889	653.511
BA	Onshore	958.114	0,61%	-8,44%		952.283	1.046.402
	Offshore	17.594	-6,20%	11,67%		18.758	15.755
CE	Onshore	31.952	-12,63%	-22,97%		36.570	41.481
	Offshore	120.778	-1,09%	-16,24%		122.114	144.193
ES	Onshore	334.759	-0,02%	-7,17%		334.828	360.630
	Offshore	10.378.355	-8,24%	-13,32%		11.310.099	11.973.672
MA	Onshore	1.551	-29,07%	4,85%		2.187	1.479
RJ	Offshore	55.966.872	2,30%	-1,40%		54.710.480	56.764.347
RN	Onshore	1.163.441	0,16%	-16,90%		1.161.602	1.400.006
	Offshore	173.104	-1,71%	-4,62%		176.122	181.490
SP	Offshore	10.547.640	-2,24%	7,70%		10.789.024	9.793.224
SE	Onshore	519.521	0,13%	-18,67%		518.857	638.809
	Offshore	167.557	-3,10%	-3,62%		172.925	173.844
Total		81.070.997	0,11%	-2,66%		80.983.532	83.283.397

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em janeiro, gasolina, diesel e GLP registraram queda em suas produções (Tabela 2.3), tanto na comparação mensal quanto na anual. O destaque negativo foi a produção de diesel, que alcançou o menor

valor dos últimos doze meses após queda de 10,8% em janeiro. Por outro lado, a produção de QAV se destacou positivamente e, após crescimento de 14% em janeiro, atingiu o maior valor produzido dos últimos doze meses. Óleo combustível também

registrou crescimento de 11% neste mês, apesar de queda (-10,43%) na comparação anual.

Com relação às exportações de gasolina, após alcançar o maior valor dos últimos doze meses em dezembro, foi registrada queda expressiva em janeiro

(-94,3%). Óleo combustível também registrou queda em suas exportações este mês, tanto na comparação mensal quanto na comparação anual (36,16% e 48,22%, respectivamente). No caso das importações, o destaque positivo foi o GLP, que apresentou crescimento expressivo (1946%) em janeiro.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses	dez-17	jan-17
Gasolina	Produção	13.196.195	-3,63%	-5,72%		13.692.940	13.996.867
	Consumo	21.295.273	-12,21%	-9,05%		24.256.561	23.414.049
	Importação	2.531.382	10,03%	24,21%		2.300.634	2.038.045
	Exportação	54.139	-94,31%	-		951.269	427.601
Diesel	Produção	18.463.998	-10,82%	-11,54%		20.704.797	20.871.948
	Consumo	26.007.074	-2,74%	4,44%		26.739.405	24.902.406
	Importação	10.301.970	30,34%	96,70%		7.903.774	5.237.420
	Exportação	503.800	-	-		0	579.748
GLP	Produção	3.745.107	-10,59%	-4,46%		4.188.671	3.919.752
	Consumo	6.525.159	-5,68%	2,55%		6.918.418	6.362.932
	Importação	3.135.638	1946,06%	141,91%		153.253	1.296.214
QAV	Produção	4.286.562	13,98%	25,46%		3.760.898	3.416.593
	Consumo	4.051.342	5,18%	6,31%		3.851.899	3.810.988
	Importação	1.004.184	-	-		6.319	764.167
	Exportação	28.430	-	-		37.701	56.009
Óleo Combustível	Produção	5.909.089	11,11%	-10,43%		5.318.136	6.597.354
	Consumo	1.322.751	9,42%	-11,67%		1.208.913	1.497.426
	Importação	75	-	252,94%		422.567	21
	Exportação	1.405.809	-36,16%	-48,22%		2.202.113	2.714.843

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

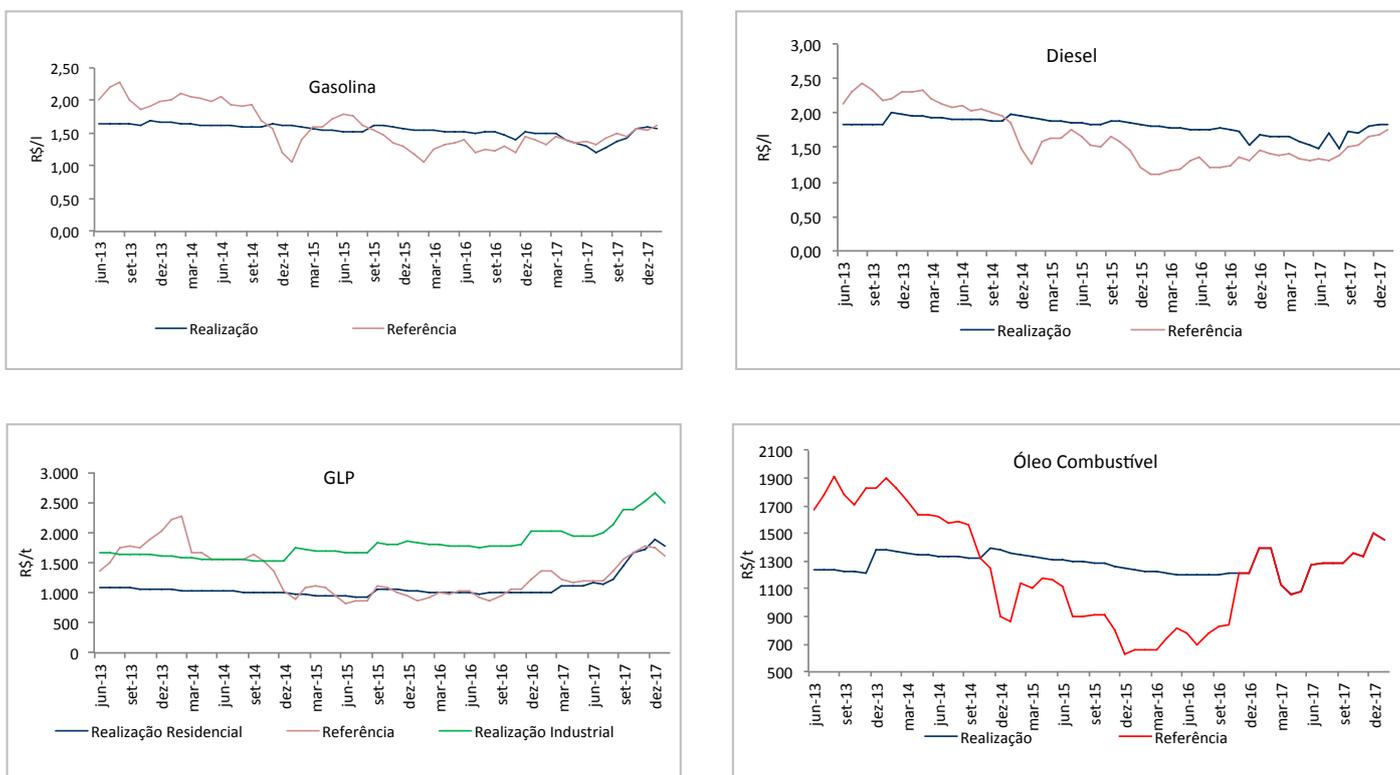
O cenário do setor de derivados, que parecia estar fadado ao esquecimento, tem tido alguns lampejos de investimento. No mês de março de 2018, a Petrobras anunciou o investimento de R\$ 137 milhões na Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC), com o intuito de melhorar a eficiência da unidade (Petro-notícias, 2018)¹³. A construção do gasoduto Rota 3 e da UPGN do COMPERJ, no estado do Rio de Janeiro, parece começar a tomar forma, e a movimentação de contratações para as obras na região data para o segundo semestre desse ano (ABEGAS, 2018)¹⁴.

Em janeiro de 2018, revertendo a tendência dos dois meses anteriores, os preços de referência internacional da gasolina ficaram ligeiramente superiores aos de realização interna. No caso do diesel e GLP seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, apesar desta diferença ter caído em janeiro para o caso do diesel, mas crescido no caso do GLP. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

¹³ <https://petronoticias.com.br/archives/109237>

¹⁴ <http://www.abegas.org.br/Site/?p=66038>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

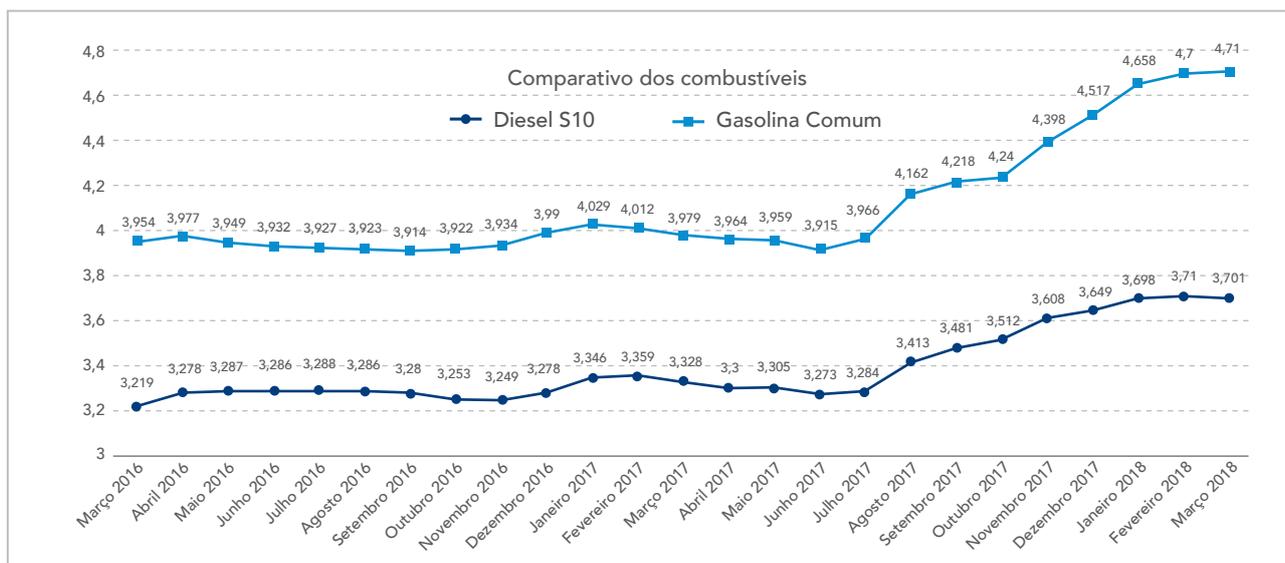
POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações para 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

com as variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina comum e óleo diesel S10 praticados por postos de gasolina, no estado do Rio de Janeiro. Os dados são da plataforma FuelLog¹⁵.

¹⁵ 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

Figura 2.7: Histórico de preços da gasolina comum e do óleo diesel S10 no estado do Rio de Janeiro (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 dos 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 atrelados à política muito relevantes.

Uma das questões que não foi explicada é qual o preço base utilizado para aplicação dos ajustes. Caso esse preço tenha sido inflado inicialmente de alguma forma, pouco importa se as variações serão de 7% a mais ou a menos, como a companhia sugere. De fato, se os reajustes fossem realmente nessa ordem mencionada, a variação para o período não teria sido tão grande como se verificou.

Outra indagação é de que a incidência das variações percentuais não deveria ser aplicada ao preço final do combustível, pois dessa forma estaria atrelando o preço base deles aos impostos incidentes sobre os mesmos, como o ICMS e o Cide. De acordo com a Plural, associação das maiores distribuidoras de combustíveis do país, a carga tributária corresponde a quase 50% do preço final dos combustíveis. Dessa forma, um aumento ou redução dos preços causa, além de aumentos maiores que os previstos para o consumidor final, volatilidade e instabilidade na arrecadação para os Estados (Valor Econômico, 2018)¹⁶.

Assim, seria interessante pensar em alterações nos preços com periodicidade certa para permitir que os consumidores pudessem se preparar para isso. Adicionalmente, o Governo poderia pensar em uma redução temporária da CIDE ou do ICMS, por exemplo, cobrados sobre os combustíveis líquidos. Tais movimentos exigiriam uma ação conjunta e orquestrada entre MME, Ministério da Fazenda e CNPE.¹⁷

¹⁶ <http://www.valor.com.br/brasil/5392889/distribuidores-farao-campanha-para-explicar-peso-dos-impostos-no-preco-do-combustivel>
¹⁷ Para mais informações, acesse: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-janeiro2018>

Gás Natural

Por Larissa Resende*

DADOS GERAIS¹⁸

A produção nacional de gás natural no mês de dezembro (2017) foi mantida no mesmo patamar de novembro (2017), em 113,4 MMm³/dia, estando 1,4% acima da produção de dezembro de 2016.

Da mesma forma, a oferta de gás nacional não apresentou variação significativa se comparada com o mês de novembro (2017), sendo ofertado o volume de 65,1 MMm³/dia. Frente ao mesmo período do ano anterior, a oferta nacional apresentou alta de 9,3%, que pode ser justificada pela diminuição do volume de gás perdido no processo de produção.

Já em relação ao consumo de gás natural no mês de dezembro (2017), este apresentou queda de 6,7%, sendo consumido um total de 88,1MMm³/dia frente ao consumo de 94,4MMm³/dia em novembro (2017). Entretanto, se comparado ao volume consumido no mesmo período do ano de 2016, este foi superior em 14,3%, onde foi registrado o montante de 77,0MMm³/dia.

Como consequência, sofreu queda também a importação do combustível, que fechou em 27,0MMm³/dia, 23,2% abaixo do importado no mês de novembro (2017), mas 38,0% acima do importado no mesmo período de 2016. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Produção Nacional	113,4	0,0%	1,4%		113,4	111,8
Oferta de gás nacional	65,1	0,1%	9,3%		65,1	59,6
Importação	27,0	-23,2%	38,0%		35,2	19,6
Consumo	88,1	-6,7%	14,3%		94,4	77,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹⁸ Os dados do mês de dezembro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de Dezembro de 2017 do MME, disponível no link http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Boletim_Gas_Natural_nr_130_DEZ_17.pdf/4ed1cec2-6b0b-42fc-a8c7-5ea5a2e23b10.

PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no mês de dezembro (2017) se manteve constante, ao nível de 113,4MMm³/dia, onde a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado também apresentou estabilidade, sendo colocados no mercado 65,1 MMm³/dia de gás natural de origem nacional. Deste total, embora o volume perdido em queima tenha sofrido aumento de 8,4% se

comparado ao mês anterior, sendo queimado um volume de 3,9MMm³/dia, as demais parcelas de perda sofreram queda. A absorção em UPGN's, o consumo interno em E&P e o volume reinjetado fechou em 4,5 MMm³/dia, 13,2 MMm³/dia e 26,7 MMm³/dia, respectivamente, como pode ser observado na Tabela 3.2. Os campos de Lula e Mero, ambos na bacia de Santos, foram responsáveis por 40% da queima total de gás natural.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

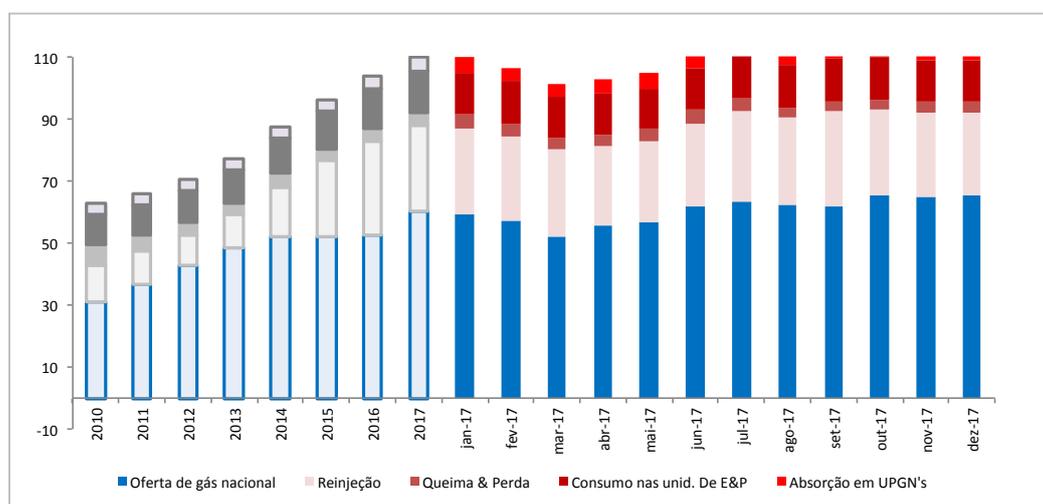
	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Prod. Nacional Bruta	113,4	0,0%	1,4%		113,4	111,8
Produção Indisponível	Reinjeção	-0,4%	-9,4%		26,8	29,5
	Queima	8,4%	-11,0%		3,6	4,4
	Consumo interno em E&P	-1,1%	-2,8%		13,4	13,6
	Absorção em UPGN's	-3,0%	-6,3%		4,6	4,8
	Subtotal	48,2	-0,2%	-7,5%		48,3
Oferta de gás nacional	65,1	0,1%	9,3%		65,1	59,6
Ofert nacional/Prod. Bruta	57,5%	0,1%	7,7%		57,4%	53,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A desfragmentação da produção nacional bruta do mês de dezembro (2017) e da média dos últimos oito anos se encontra apresentada no Gráfico 3.1. Embora a produção nacional bruta apresente cresci-

mento persistente ao longo dos anos, um aumento mais acentuado da oferta de gás nacional no ano de 2017 é visível e devido a uma diminuição relativa das perdas do gás natural no processo produtivo.

Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)

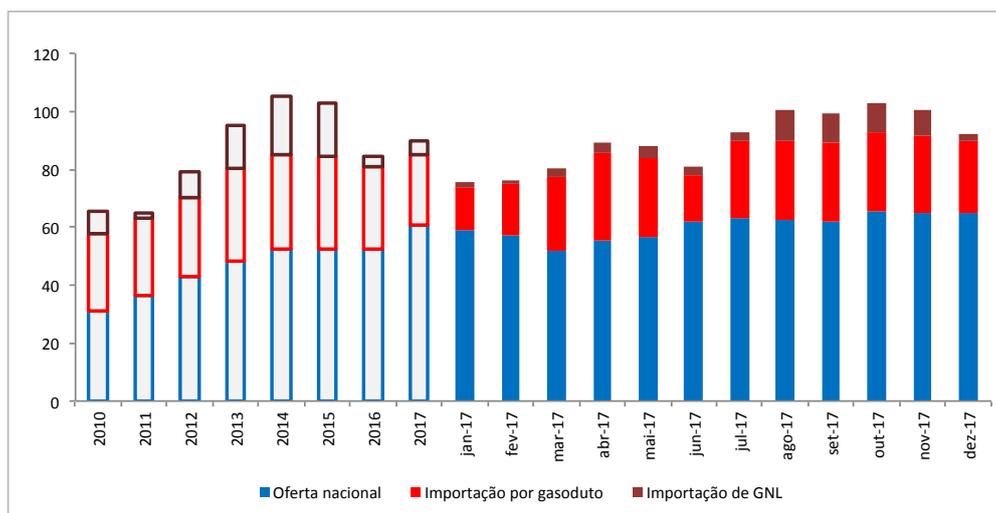


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A oferta de gás natural no Brasil foi desfragmentada e se encontra no Gráfico 3.2, onde é possível observar que, embora o volume de gás natural ofertado internamente na média de 2017 esteja inferior aquele nos

anos entre 2013 e 2015, em decorrência, sobretudo, à menor demanda por gás para geração elétrica, houve um crescimento da oferta de gás natural nacional, que permitiu uma diminuição no nível das importações.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado no mês de dezembro (2017), que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 6,2% (ou 1,7 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via gasoduto e de 74,2% (ou

6,5 MMm³/dia) no volume de gás natural regaseificado, resultando em um volume total importado de 27,0 MMm³/dia - 23,2% abaixo daquele volume importado em novembro (2017) e 38,0% acima daquele em dezembro de 2016.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Gasoduto	24,8	-6,2%	36,2%		26,4	18,2
GNL	2,3	-74,2%	61,4%		8,8	1,4
Total	27,0	-23,2%	38,0%		35,2	19,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

CONSUMO

Em dezembro (2017), o consumo médio de gás natural apresentou retração de 6,4MMm³/dia (6,7%) se comparado ao mês anterior, fechando em 88,1MMm³/dia. O principal responsável por essa queda foi, novamente, o setor elétrico, que teve 4,1MMm³/dia (9,6%) de diminuição em sua demanda, seguido do segmento industrial que, com queda de 2,7MMm³/dia, apresentou seu menor nível de consumo dos últimos doze meses, de 38,1 MMm³/dia.

Em relação ao segmento de cogeração, mesmo este representando um enorme potencial de eficiência energética ainda pouquíssimo explorado no país, que fez com que o MME aumentasse em 37% o valor anual de referência específico (VREs) para a cogeração a gás, o consumo deste segmento

apresentou queda de 2,6% frente ao consumo de novembro (2017), o que aumenta a importância da criação de políticas de incentivo a cogeração. O VRE representa o valor máximo que as distribuidoras podem pagar pela geração distribuída e repassar aos consumidores finais e esse aumento para cogeração a gás demonstra a relevância do insumo para a retomada da atividade econômica e indústria do Brasil.

Por outro lado, batendo recorde de maior consumo dos últimos doze meses, o segmento automotivo fechou o mês de dezembro (2017) com o volume de 6,1MMm³/dia e o comercial com 0,8MMm³/dia. O consumo residencial apresentou aumento de 1,7%, estando em 1,2 MMm³/dia, como é possível observar na Tabela 3.4.

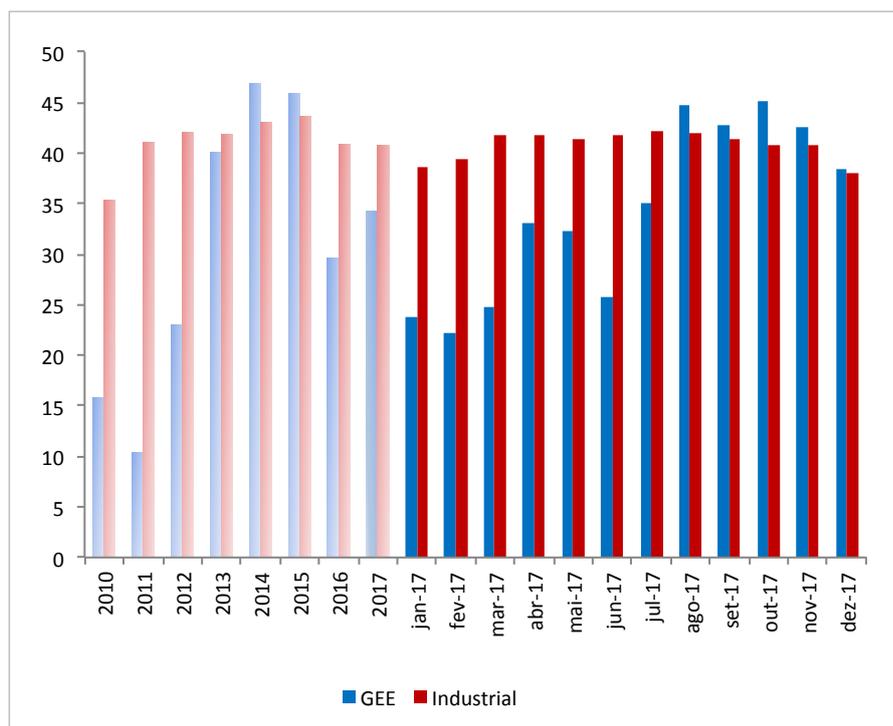
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Industrial	38,1	-6,6%	-4,0%		40,8	39,7
Automotivo	6,1	8,9%	11,5%		5,6	5,5
Residencial	1,2	1,7%	5,3%		1,2	1,1
Comercial	0,8	6,3%	-3,4%		0,8	0,9
GEE	38,4	-9,6%	42,5%		42,5	26,9
Cogeração	3,0	-2,6%	21,1%		3,1	2,5
Total	88,1	-6,7%	14,3%		94,4	77,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A queda do volume demandado pelo setor elétrico na média de 2017 se comparado aos anos entre 2013 e 2015 pode ser confirmado no Gráfico 3.5, onde a diminuição do patamar de demanda também é visível em dezembro (2017) se comparado aos quatro meses que o antecederam, onde o

consumo para geração elétrica ainda se encontrava em níveis mais elevados. Em relação ao consumo do segmento industrial no mês de dezembro (2017), este não foi apenas o menor consumo dos últimos meses, mas também inferior à média dos últimos anos.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PREÇOS

No mercado internacional, o preço do Henry Hub em dezembro (2017) apresentou queda de 8,0%, alcançando seu menor patamar dos últimos doze meses, sendo cotado a 2,8US\$/MMBTU - 24,5% abaixo da cotação no mesmo período do ano anterior. Já o preço do National Balancing Point (NBP/UK) e do gás natural na Europa, que apresentaram seus valores mais altos dos últimos doze meses, apresentou aumento de 20,4% no NBP, fechando em 7,7US\$/MMBTU, e de 8,3% na Europa, sendo cotado a 6,6US\$/MMBTU. Já no mercado japonês, enquanto o preço do gás natural fechou em 7,8 US\$/MMBTU, o GNL foi entregue no Japão ao seu maior preço dos últimos doze meses, à 10,2US\$/MMBTU, que significou alta de 13,0% se comparado a novembro (2017).

Já o preço do gás importado no mercado nacional, tanto o GNL, quanto o gás boliviano apresentaram

queda. O GNL foi entregue em dezembro (2017), na média, a 6,9US\$/MMBTU, queda de 16,2% se comparado ao mês anterior, e o gás via GASBOL foi entregue a 5,9US\$/MMBTU, queda de 0,2%, como pode ser visto na Tabela 3.5.

A menor volatilidade no preço do gás importado da Bolívia é em decorrência da estrutura do contrato de compra e venda de gás natural firmado entre YPFB e a Petrobras e do contrato de transporte, no lado brasileiro, entre a GTB e a Petrobras. Enquanto a tarifa de transporte é atualizada anualmente conforme a tarifa de capacidade e tarifa de movimentação, a parcela referente à molécula evolui trimestralmente atrelada ao reajuste de cesta de óleos combustíveis. Em contrapartida, o GNL, que chega no mercado brasileiro através de três terminais de regaseificação - na Baía de Guanabara (RJ), Porto de Pécem (CE) e TRBahia (BA), embora este seja a principal fonte de flexibilidade na oferta de gás internamente, é nego-

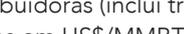
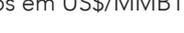
ciado no mercado spot, ficando exposto à alta volatilidade do mercado externo.

Ainda na Tabela 3.5, em relação ao preço do gás natural comercializado internamente, este apresentou queda generalizada no mês de dezembro (2017) – sendo a queda menos expressiva de 0,1% para os consumidores industriais na faixa de consumo de 2.000m³/dia e mais expressiva de 1,6% no city gate. O gás natural foi entregue a 4,2US\$/MMBTU no programa prioritário termelétrico, nas distribuidoras – no city gate – a

7,3US\$/MMBTU e das distribuidoras para os consumidores finais industriais entre 13,2 e 15,7US\$/MMBTU, como pode ser observado na Tabela 3.5.

O programa prioritário termelétrico foi criado em 2000 visando a implantação de usinas termelétricas a gás natural, onde o reajuste do preço base é em grande parte de acordo com a variação cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos EUA e uma menor parcela de ajuste de acordo com a variação do IGPM-FGV.

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

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Henry Hub	2,8	-8,0%	-24,5%		3,0	3,7
Europa	6,6	8,3%	17,3%		6,1	5,6
Japão	7,8	-0,3%	11,9%		7,8	6,9
NBP*	7,7	20,4%	31,6%		6,4	5,9
GNL no Japão	10,2	13,0%	16,8%		9,0	8,7
GNL no Brasil	6,9	-16,2%	-18,9%		8,2	8,5
Gás Importado no Brasil **	5,9	-0,2%	17,1%		5,9	5,0
PPT ***	4,2	-0,9%	0,3%		4,2	4,2
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)						
No City Gate	7,3	-1,6%	12,9%		7,4	6,4
2.000 m³/dia ****	15,7	-0,1%	15,1%		15,7	13,6
20.000 m³/dia ****	13,7	-1,5%	13,6%		13,9	12,1
50.000 m³/dia ****	13,2	-1,4%	13,4%		13,4	11,7

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

* National Balancing Point (UK) ** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

*** não inclui impostos **** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

PRÉVIA – JANEIRO 2018¹⁹

No mês de janeiro de 2018 a produção de gás natural nacional foi de 112MMm³/dia, redução de 0,8% se comparado ao mês de dezembro (2017) e aumento de 2,3% se comparado ao mesmo período do ano anterior.

Quanto a origem da produção, 80,8% foi oriunda dos 727 poços em campos marítimos, sendo os campos operados pela Petrobras responsável por

92,9% de toda a produção de petróleo e gás natural. Os demais 19,2% do gás natural foram produzidos por 7.219 poços em campos terrestres, sendo 3,9 MMm³/dia de gás produzidos em bacias maduras terrestres e 1,0 MMm³/dia em campos de acumulações marginais. Isso mostra a alta produtividade dos campos marítimos frente aos terrestres, sobretudo os do pré-sal, onde 85 poços foram responsáveis por 54MMm³/dia - 48% de toda a produção de gás natural do mês de janeiro (2018).

¹⁹ Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Janeiro de 2018 da ANP, disponível no link http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_janeiro-2018.pdf.

Enquanto Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores (96 campos), a Plataforma de Mexilhão, no Campo de Mexilhão, por meio de 7 poços a ela interligados, foi responsável pela produção de 7,4MMm³/dia e foi a instalação com maior produção de gás natural.

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de janeiro (2018), 4% (4,0MMm³/dia) foi perdido em queima, 27% foi reinjetado e 11% foi consumido internamente, tornando disponível no mercado 58% da produção bruta, um volume de 65,5MMm³/dia.

FUTURO

Embora o vencimento dos contratos de importação do gás boliviano deixe expectativa de que estes serão renegociados à um volume inferior, o aumento da produção nacional de gás associado, sobretudo proveniente do pré-sal, somado à capacidade de importação que ainda se encontra ociosa, parece deixar o Brasil sem risco de suprimento no próximo decênio, como mostra o PDE 2026 (EPE, 2018)²⁰. Contudo, um estímulo a competitividade – que se encontra na pauta do governo a ser votado na Comissão de Minas e Energia até maio de 2018 – tem o potencial de destravar um consumo considerável no país ao tornar o energético mais competitivo –

fonte energética estratégica na rota de crescimento econômico mais limpo e eficiente, tendo em vista as metas de emissão acordadas no Acordo de Paris. Entretanto, para que esse estímulo ocorra, é preciso viabilizar a criação de uma demanda, através de adequações regulatórias e instrumentos infralegais de forma que os investimentos se tornem atrativos e aumente a competitividade na oferta de gás natural.

Com quatro anos de operação no Complexo do Parnaíba, no Maranhão, a Eneva pretende dar início a replicação da geração de termelétricas na boca do poço (*gas-to-wire*) com projetos menores entre 100 e 150 MWh, dando início com a aquisição do campo de gás natural de Azulão, localizado na Bacia do Amazonas, que pretende ser viabilizado em um Leilão próximo.

Em linha com a iniciativa de desinvestimentos no setor, a Petrobras acelera o processo de venda de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG), que é seu maior ativo em negociação. Com expectativa de que as empresas interessadas façam suas propostas já no mês de abril, a rede de gasoduto com cerca de 4,5mil quilômetros atravessando as regiões Norte e Nordeste, a TAG atrai interesse de empresas nacionais e estrangeiras devido a sua elevada atratividade com contratos de transporte e gás natural garantidos.

²⁰ <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

PRODUÇÃO

Em janeiro/18, foram produzidos 117,1 milhões de litros de etanol anidro, volume 60,1% inferior ao mês de dezembro/17 e 11,3% inferior a janeiro/17. No caso do etanol hidratado, a produção de janeiro/18 foi 70,1% inferior à de dezembro/17, mas superou em 9,0% o mês de janeiro/17, como resultado, principalmente, do aumento da demanda pelo biocombustível e da maior destinação da cana para a produção de etanol, que foi favorecida pela queda de preços do açúcar no mercado internacional.

A safra 2017/18 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul do país termina em 31 de março de 2018, portanto a produção tende a reduzir até o

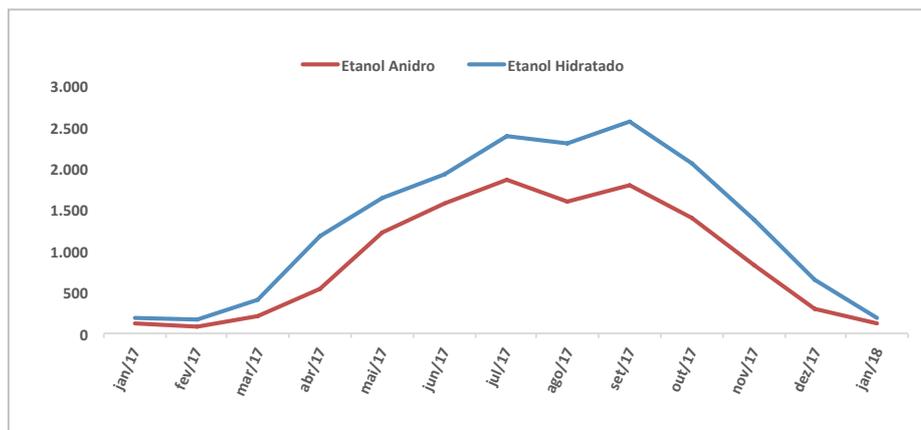
início do novo ciclo (2018/19). Adicionalmente ao fim da safra, a ocorrência de chuvas intensas na região também contribuiu para o menor processamento de cana no mês de janeiro/18. De acordo com dados da UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), mais de 80% da cana-de-açúcar moída no mês destinaram-se à produção de etanol. As estimativas do setor, entre elas as da própria UNICA, da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento) e de consultorias especializadas, indicam que ciclo 2018/19 terá um perfil mais alcooleiro, em função, principalmente, da desvalorização dos preços internacionais do açúcar, da tendência de aumento do preço do petróleo e da expectativa de aumento da demanda por etanol com a retomada da economia.

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

Biocombustível	jan-18	acum-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	acum-18/acum-17	Tendências*	dez-17	jan-17	acum-17
Etanol Anidro	117,1	117,1	-60,1%	-11,3%	-11,3%		293,2	132,1	132,1
Etanol Hidratado	192,5	192,5	-70,1%	9,0%	9,0%		644,7	176,6	176,6
Total Etanol	309,6	309,6	-67,0%	0,3%	0,3%		937,9	308,6	308,6
Biodiesel	337,8	337,8	-11,7%	32,3%	32,3%		382,7	255,4	255,4

* 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

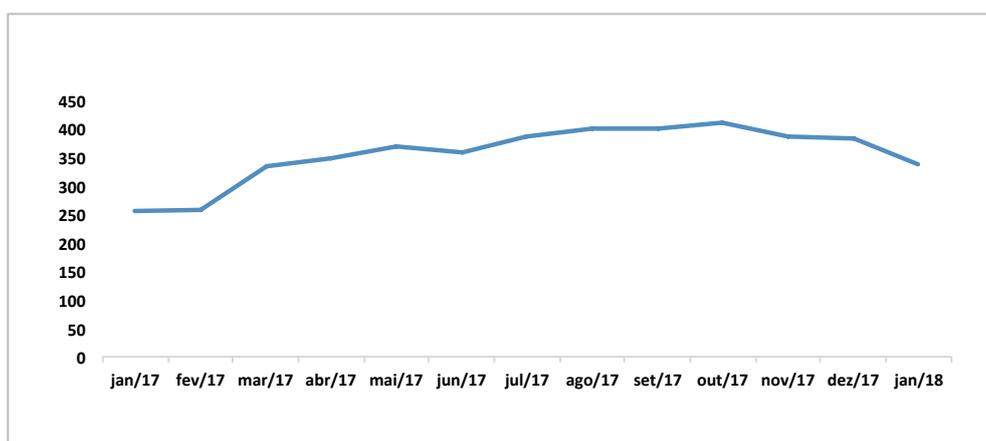
Em janeiro/18, foram produzidos 337,8 milhões de litros de biodiesel, o que representa uma redução de 11,7% em relação ao mês anterior (dezembro/17). Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (janeiro/17), no entanto, a produção do biocombustível aumentou em 32,3%, como consequência da retomada do consumo de óleo diesel e do aumento do percentual obrigatório de adição de biodiesel no combustível fóssil, que passou de 7% para 8% em março de 2017.

O volume produzido em janeiro de 2018 fez parte das negociações ocorridas no 58º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados 713,4 milhões

de litros, volume 6,1% inferior ao transacionado no Leilão anterior.

As expectativas para o setor de biodiesel no ano de 2018 são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura deste no óleo diesel, que passou de 8% para 10% no dia 1º de março de 2018, 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 milhões produzidos em 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

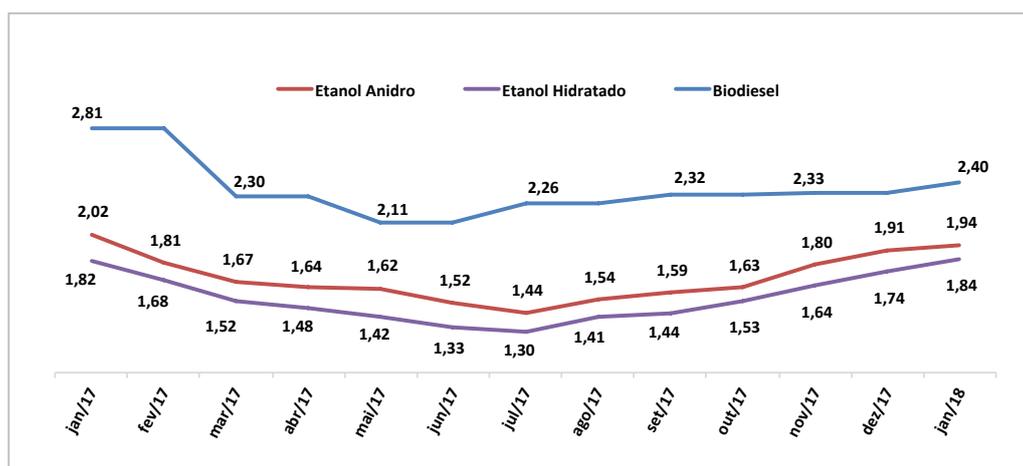
PREÇOS

O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,94 em janeiro/18, valor 1,9% superior ao do mês de dezembro/17 (R\$ 1,91 o litro). O preço do etanol hidratado aumentou 5,5% no mesmo período, passando de R\$ 1,74 (em dezembro/17) para R\$ 1,84 (em janeiro/18). O crescimento da demanda pelo etanol, em decorrência do aumento de preços da gasolina, e a menor oferta do biocombustível, como resultado do encerramento da safra por diversas usinas, são alguns dos fatores que levaram à alta

dos preços, que vem ocorrendo desde agosto de 2017. De acordo com a Conab, os produtores de etanol estão mais otimistas quanto ao preço do produto no mercado, em função da tendência de preços elevados do petróleo e de aumento da demanda com a expectativa de retomada da economia brasileira.

Os preços do biodiesel também têm apresentado alta. No 58º Leilão de Biodiesel da ANP, o biocombustível foi negociado a R\$ 2,40 por litro, valor 2,8% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,33/l).

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)

CONSUMO

As vendas de etanol anidro, em janeiro/18, somaram 914,1 milhões de litros, volume 12,2% inferior a dezembro/17, e 9,0% inferior ao mês de janeiro/17. No caso do etanol hidratado, o consumo de janeiro/18 sofreu queda de 8,1% em relação a dezembro/17, mas aumentou 55,3% na comparação com janeiro/17. O movimento de redução na demanda por gasolina e aumento da demanda por

etanol hidratado tem como principal motivador os aumentos de preços da gasolina praticados pela Petrobras. Apesar do preço do biocombustível não estar competitivo (utilizando a relação de 70%) com o derivado de petróleo, o alto preço da gasolina parece estar assustando o consumidor, que passa a optar pelo etanol hidratado.

Em janeiro/18, o consumo de biodiesel foi 2,7% inferior ao de dezembro/17, mas superou em 21,1%

as vendas do mês de janeiro/17, como reflexo do crescimento da demanda por óleo diesel, após dois anos de queda no consumo e marcados pela recessão econômica. Vale lembrar que, além do aumento

da demanda por óleo diesel, o teor de adição de biodiesel no diesel mineral passou de 7% para 8%, em março de 2017, contribuindo, também, para o maior consumo do biocombustível.

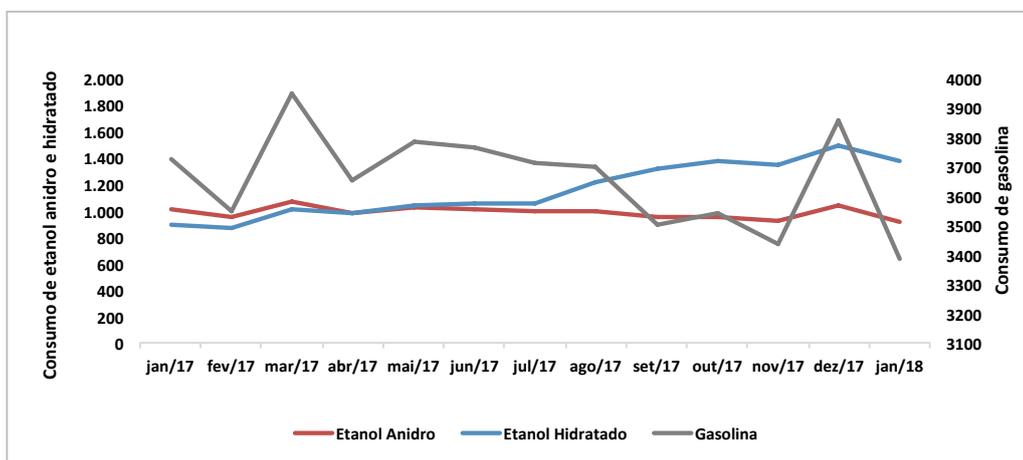
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	jan-18	acum-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	acum-18/acum-17	Tendências*	dez-17	jan-17	acum-17
Etanol Anidro	914,1	914,1	-12,2%	-9,0%	-9,0%		1.041,3	1.004,9	1.004,9
Etanol Hidratado	1.377,0	1.377,0	-8,1%	55,3%	55,3%		1.497,8	886,8	886,8
Total Etanol	2.291,1	2.291,1	-9,8%	21,1%	21,1%		2.539,1	1.891,7	1.891,7
Biodiesel	330,8	330,8	-2,7%	19,4%	19,4%		340,1	277,1	277,1

* Tendências nos últimos 12 meses

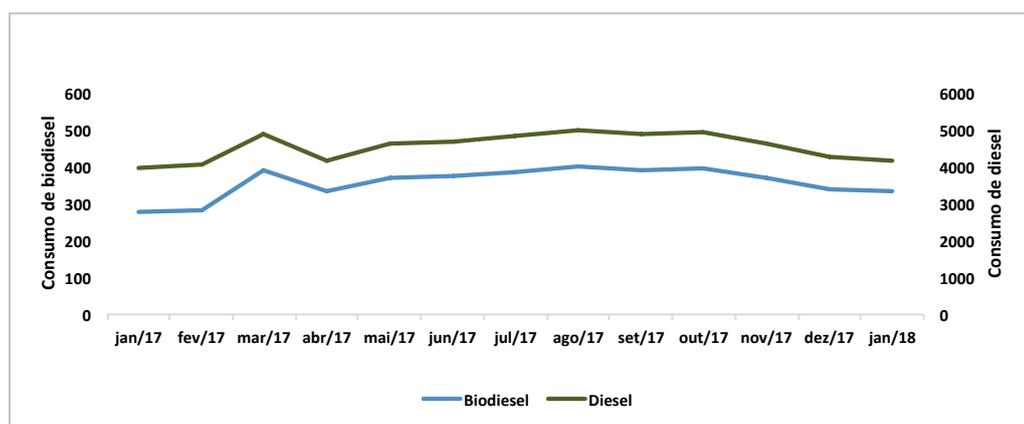
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em janeiro/18, o Brasil importou 164,6 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro), volume 94,4% superior ao importado no mês anterior (dezembro/17) e 4,6% inferior ao mesmo mês do ano anterior (janeiro/17). A determinação da Câmara de Comércio Exterior (Camex) de tarifar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 2 anos), ocorrida em agosto de 2017, contribuiu, em parte, para a redução das importações, a partir de agosto. Nesse momento, a oferta do biocom-

bustível no mercado interno apresentava trajetória crescente devido ao aumento da produção nacional, o que também contribuiu para a menor demanda por biocombustível de origem externa. No entanto, é comum o aumento das importações do biocombustível nos meses de entressafra.

As exportações de etanol anidro e hidratado, em janeiro/18, somaram 121,7 milhões de litros, volume 543,1% superior ao transacionado no mês de dezembro/17. Em relação ao ano anterior, as vendas para o exterior representaram alta de 16,3%. O aumento das exportações é consequência do maior direcionamento da produção de cana para o biocombustível.

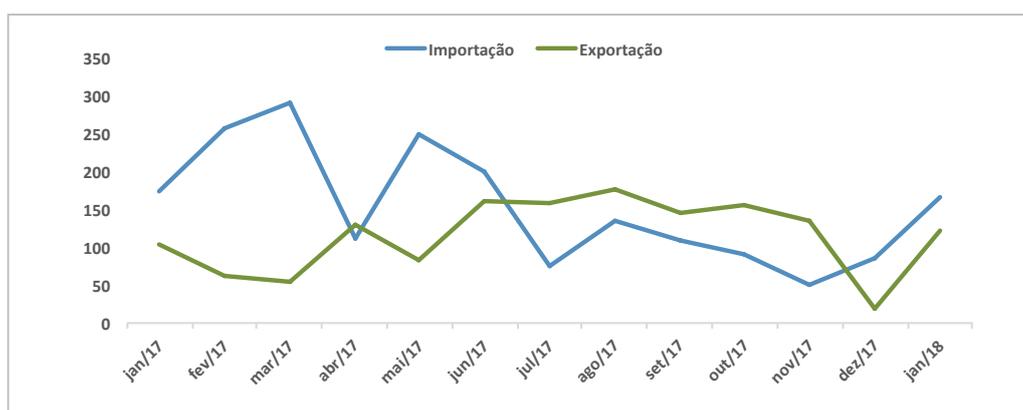
Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	jan-18	acum-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	acum-18/acum-17	Tendências*	dez-17	jan-17	acum-17
Importação	164,6	164,6	94,4%	-4,6%	-4,6%		84,7	172,5	172,5
Exportação	121,7	121,7	543,1%	16,3%	16,3%		18,9	104,6	104,6

* 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

DECISÕES IMPORTANTES QUE AFETAM O SETOR

No dia 14 de março de 2018, foi assinado o decreto que dá início oficial ao processo de regulamentação do RenovaBio. Segundo o portal Novacana

(2018), de acordo com o texto, as metas anuais deverão ser definidas até 15 de junho de 2018 – ou seja, dentro de três meses. Por sua vez, as metas individuais deverão ser publicadas até 1º de julho de 2019, passando a vigorar em 24 de dezembro de 2019.

Setor Elétrico

Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss*

DISPONIBILIDADE

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

	jan-18		jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17		jan-17	
SE/CO	61.741,00	95,92%	38,71%	40,56%		44.512,00	95,03%	43.926,00	68,45%
S	14.398,00	191,16%	119,68%	22,48%		6.554,00	86,33%	11.755,00	157,91%
NE	4.993,00	35,86%	-9,68%	21,72%		5.528,00	55,10%	4.102,00	29,30%
N	6.395,00	62,42%	44,78%	49,70%		4.417,00	74,40%	4.272,00	41,92%
SIN	87.527,00	-	43,46%	36,64%		61.011,00	-	64.055,00	-

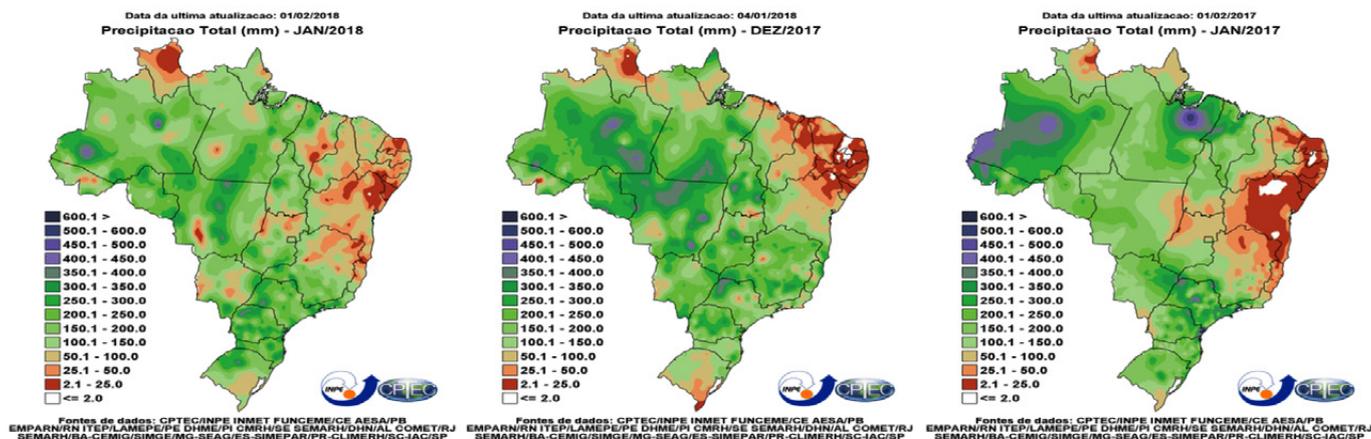
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018 alta de 43,46% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. À exceção do subsistema NE, que registrou queda de 9,68%, todos os outros apresentaram aumento expressivo no volume registrado: 38,71% no SE, 119,68% no S

e 44,78% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o aumento na precipitação no S e parte do SE, na área onde se concentra alta parcela dos reservatórios dessa região. Já no NE, apesar da quase extinção das áreas com registro inferior a 2.0 mm, observa-se também a diminuição das áreas com precipitação superior a 100.1 mm.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jan/18, dez/17 e jan/17

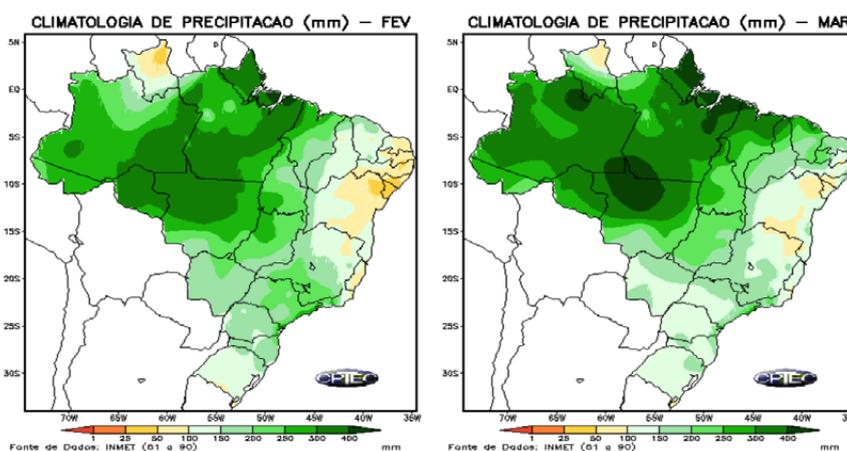


Fonte: CPTEC/INPE

O aumento da ENA total está de acordo com a tendência para essa época do ano. No entanto, através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que, à exceção do subsistema S, que registrou quase o dobro da média histórica para o mês (191,16%), as vazões naturais foram inferiores à média em todos os subsistemas (95,92% no SE/CO, 35,86% no NE e 62,42% no N), reflexo da hidrologia ruim que vem ocorrendo nos últimos meses.

Na comparação anual, observou-se aumento de 36,64% na ENA total. Todos os subsistemas apresentaram altas consideráveis: 40,56% no SE/CO, 22,48% no S, 21,72% no NE e 49,70% no N. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de fevereiro e março. Como esses meses também fazem parte do período úmido, a expectativa é de que a precipitação se mantenha elevada, principalmente nos subsistemas SE/CO e N.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para fevereiro e março



Fonte: CPTEC/INPE

DEMANDA

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

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17	jan-17
SE/CO	40.115,55	4,96%	0,62%		38.219,08	39.869,81
S	12.095,33	3,30%	0,27%		11.709,42	12.062,21
NE	11.010,38	-0,01%	0,70%		11.011,92	10.934,11
N	5.411,32	-4,62%	3,81%		5.673,42	5.212,61
SIN	68.632,58	3,03%	0,81%		66.613,85	68.078,74

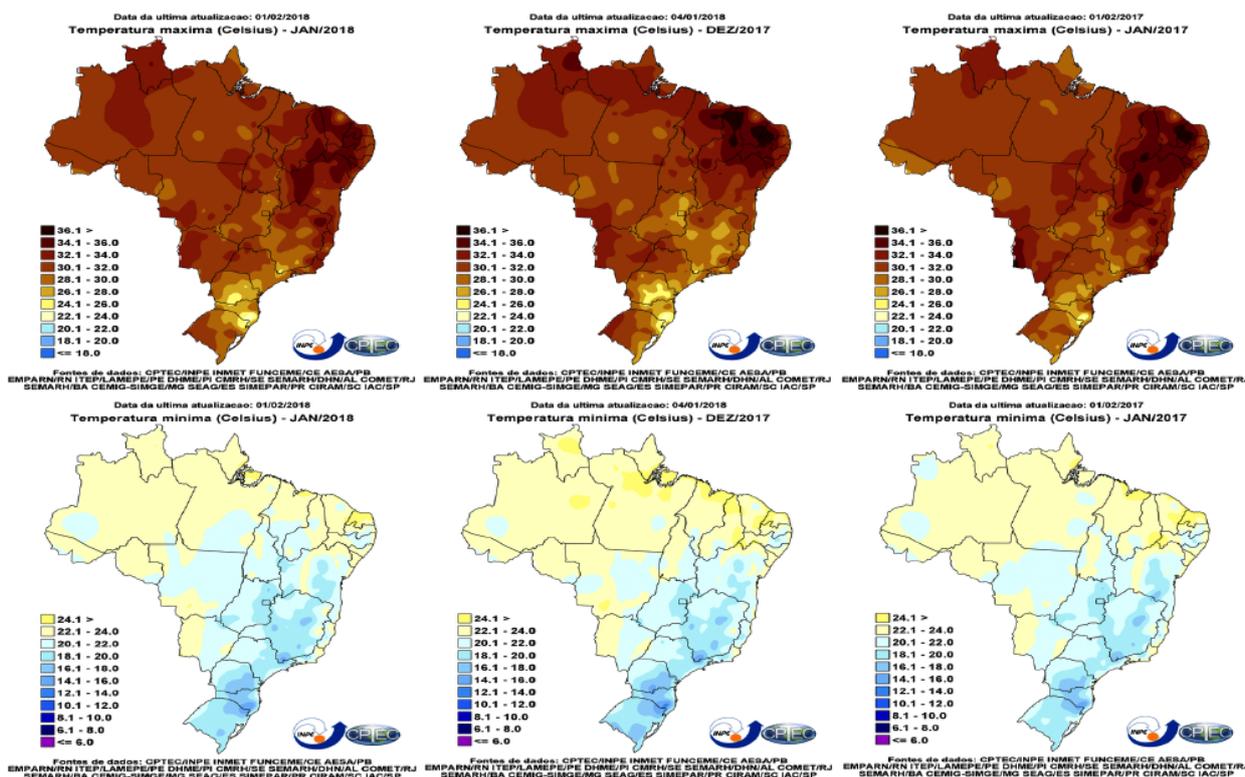
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou crescimento de 3,03% na comparação mensal e de 0,81% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, com exceção do N que apresentou queda de sua demanda (-4,62%) e do NE que permaneceu estável, os subsistemas SE/CO e S aumentaram sua carga em 4,96% e 3,30%, respectivamente. Já, na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram crescimento de sua carga (SE/CO +0,62%, S +0,27% NE +0,70%, N +3,81%).

Na comparação mensal, o aumento da carga de energia do SE/CO e S podem ser associadas à verificação de temperaturas máximas mais altas ao longo do mês de janeiro, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). Isso pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica nos subsistemas. Por outro lado, no N, entre dezembro e janeiro, houve uma ligeira queda de temperaturas que pode ter colaborado para redução do consumo de energia.

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



Fonte: CPTEC/INPE

Cabe ressaltar ainda que o aumento na carga de energia entre dezembro de 2017 e janeiro de 2018 também podem estar atrelado ao fato de a bandeira tarifária ter passado de vermelha patamar 1 para verde ao longo do período. É importante lembrar que as bandeiras tarifárias se caracterizam como um mecanismo de sinalização para o consumidor sobre o custo real da geração de energia no mês de exercício. Como era previsto para janeiro de 2018, um GFS superior a 0,99, foi acionada a bandeira verde, independentemente do PLD estimado de R\$ 189,63/MWh.

Na comparação anual, o crescimento do consumo de energia pode ser explicado pela 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 82,5 para 94,9 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 75,7 para 88,7 entre janeiro de 2017 e janeiro de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador

de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 17,7 pontos em relação a janeiro de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo aquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

OFERTA

Acompanhando o comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de dezembro apresentou alta de 3,11% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração hídrica aumentou sua participação em 11,92%, consequência do aumento do volume pluviométrico esperado relativo ao período úmido, que ocorre entre os meses de novembro e abril. Mesmo com a queda de 8,17% da geração eólica, o aumento da participação hídrica permitiu a redução da geração térmica em 26,77%, o que levou à queda de 9,89% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5. No subsistema SE, a redução da participação de térmicas na geração foi de 43,59%.

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17	jan-17
SE/CO	Hidráulica	24.397,06	4,40%	-4,41%		23.368,77	25.521,91
	Nuclear	1.881,60	3,97%	-2,86%		1.809,75	1.937,05
	Térmica	3.220,24	-43,39%	3,58%		5.688,21	3.109,09
	Eólica	13,49	64,62%	-8,04%		8,19	14,67
	Solar	71,56	35,44%	17034,88%		52,83	0,42
	Total	29.583,94	-4,34%	-3,27%		30.927,75	30.583,14
S	Hidráulica	8.953,16	22,88%	-20,27%		7.286,25	11.229,45
	Térmica	887,88	-13,98%	15,99%		1.032,13	765,47
	Eólica	695,22	-12,78%	32,15%		797,12	526,08
	Solar	0,51	-14,37%	-24,42%		0,60	0,68
	Total	10.536,77	15,58%	-15,85%		9.116,10	12.521,68
NE	Hidráulica	1.619,15	-6,18%	-29,13%		1.725,81	2.284,76
	Térmica	2.864,43	-1,27%	0,56%		2.901,21	2.848,59
	Eólica	3.837,83	-6,70%	14,67%		4.113,63	3.346,96
	Solar	159,98	2,65%	6315,71%		155,85	2,49
	Total	8.481,40	-4,67%	-0,02%		8.896,50	8.482,81
N	Hidráulica	7.143,57	55,39%	31,28%		4.597,25	5.441,67
	Térmica	1.911,77	-23,86%	52,09%		2.511,00	1.256,97
	Eólica	116,90	-26,62%	-		159,31	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	9.172,24	26,21%	36,93%		7.267,57	6.698,64
Total	Itaipu	10.853,53	4,87%	9,20%		10.349,25	9.938,89
	Hidráulica	52.966,46	11,92%	-2,67%		47.327,33	54.416,69
	Nuclear	1.881,60	3,97%	-2,86%		1.809,75	1.937,05
	Térmica	8.884,33	-26,77%	11,33%		12.132,55	7.980,12
	Eólica	4.663,44	-8,17%	19,95%		5.078,26	3.887,71
	Solar	232,05	10,88%	6367,88%		209,28	3,59
SIN	68.627,89	3,11%	0,59%		66.557,18	68.225,16	

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução da geração hídrica no SIN (-2,67%), reflexo do baixo volume nos reservatórios decorrente da hidrologia ruim observada ao longo de 2017, o que demandou o aumento

da participação das termelétricas em 11,33%. A geração eólica, por sua vez, apresentou aumento de 19,95%, em consequência do incremento de 2.155,7 MW²¹ na capacidade instalada ao longo do ano anterior.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17	jan-17
SIN	0,0804	-9,89%	42,00%		0,0892	0,0566

* Tendências nos últimos 12 meses

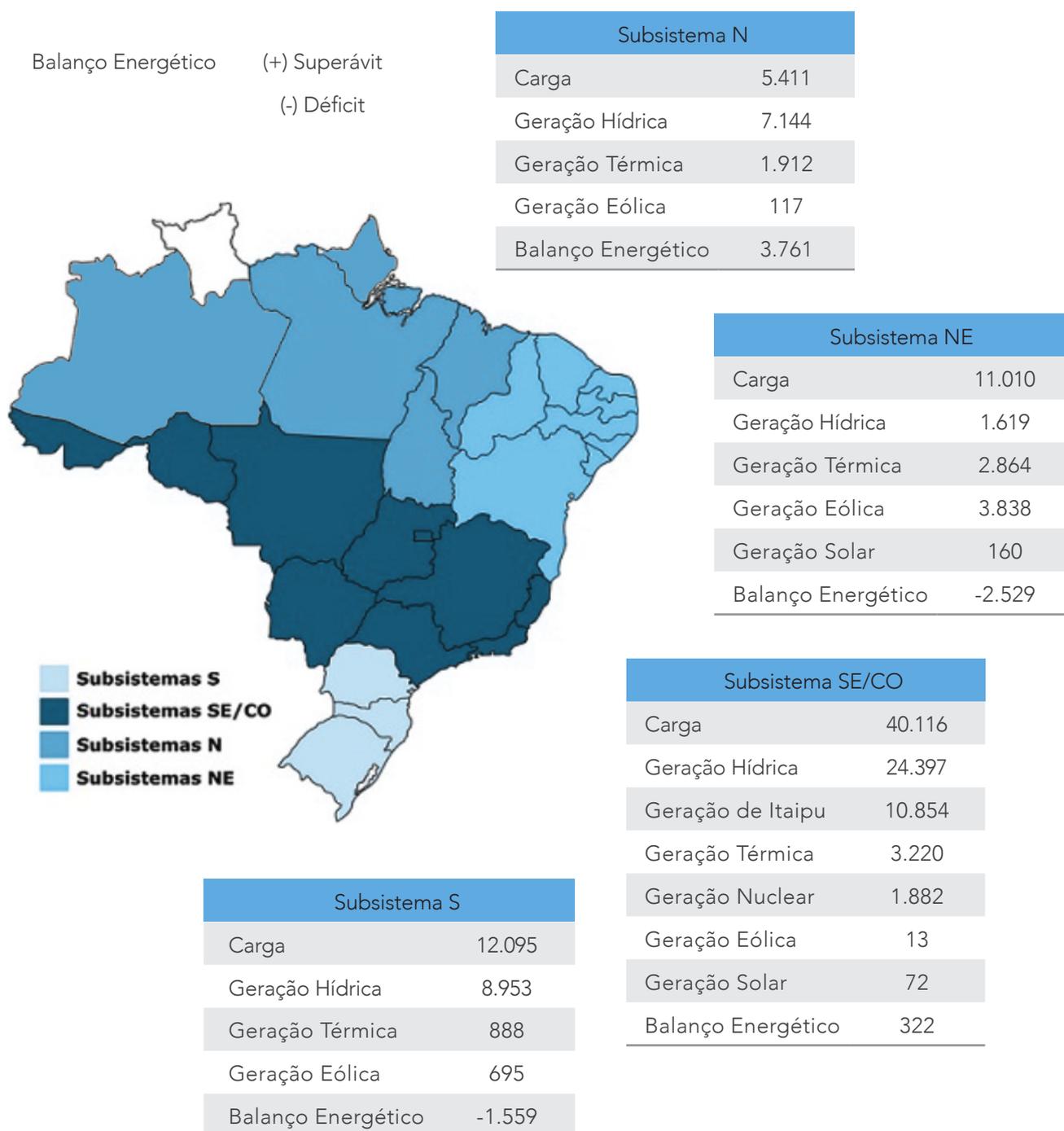
Fonte: Elaboração própria²² a partir dos dados do MCTI

²¹ Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

²² Até o fechamento desta edição, o fator médio de emissão CO₂ ainda não havia sido divulgado pelo MCTI. O valor utilizado é baseado em estimativa realizada pela FGV Energia.

BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.6, no mês de janeiro de 2018, foram deficitários os subsistemas S e NE, supridos com 1.559 MWmed e 2.529 MWmed, respectivamente. O subsistema SE/CO foi superavitário em 322 MWmed, enquanto o N exportou 3.761 MWmed.

A quantidade expressiva de energia exportada pelo subsistema N, esperado para essa época do ano, se dá pela alta afluência característica e pela capacidade limitada de estocagem do recurso hídrico. Nesse período, não houve importação de energia dos países vizinhos para o SIN.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17	jan-17
S - SE/CO	-1.558,55	38,56%	-598,14%		-2.536,65	312,87
Internacional - S	0,00	-100,00%	-100,00%		57,90	-146,60
N - NE	2.001,44	83,64%	63,51%		1.089,88	1.224,06
N - SE/CO	1.788,61	151,34%	515,57%		711,64	290,56
SE/CO - NE	526,22	-48,69%	-57,12%		1.025,54	1.227,06

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	jan-18		jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17		jan-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	63.400	31,18%	38,09%	-16,48%		45.912	22,58%	75.909	37,33%
S	16.458	81,88%	43,54%	35,48%		11.466	57,05%	12.148	60,44%
NE	9.239	17,83%	40,67%	3,83%		6.568	12,68%	8.898	17,17%
N	4.863	32,32%	38,63%	32,94%		3.508	23,32%	3.658	24,32%
SIN	93.960	32,37%	39,29%	-6,61%		67.454	23,24%	100.613	34,66%

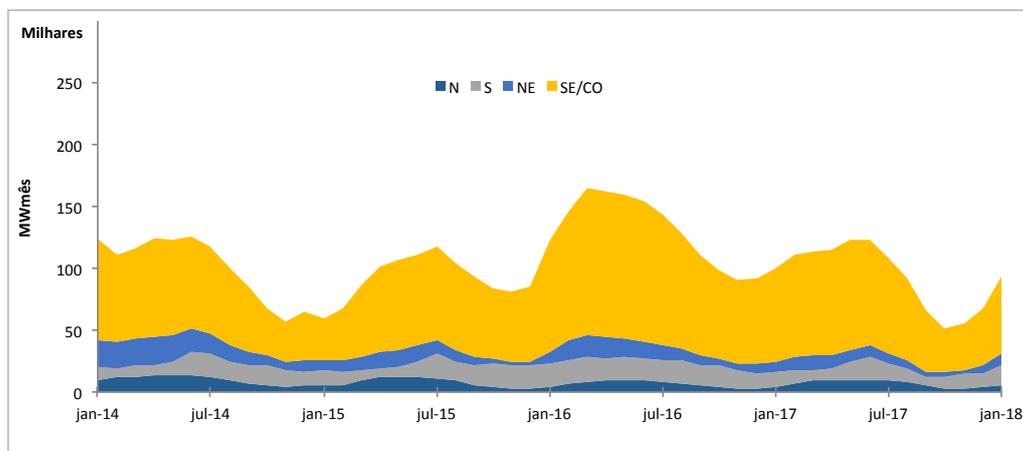
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de janeiro, apresentados na Tabela 5.1, mesmo com o aumento da participação das hidrelétricas na geração, todos os subsistemas registraram aumento na Energia Armazenada (EAR): 38,09% no SE/CO, 43,54% no S, 40,67% no NE e 32,94% no N. Como resultado final, registrou-se aumento de 39,29% no SIN, atingindo 32,37% da capacidade total dos reservatórios. Apesar do aumento percentual expressivo, no subsistema NE o volume acumulado ao final de janeiro era de apenas 17,83% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 6,61%. À exceção do subsistema SE/CO, que registrou queda de 16,48%, todos os outros subsistemas se encontravam com volume de água armazenada superior ao observado 12 meses antes (+35,48% no S, +3,83% no NE e +32,94% no N). Vale ressaltar, no entanto, que o SE/CO é aquele com maior capacidade de armazenamento, respondendo por 70% da capacidade do SIN.

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWh/mês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de janeiro de 2018, o CMO médio foi inferior ao do mês anterior em todos os subsistemas, devido à diminuição da participação das termelétricas na geração. Os valores médios registrados foram de R\$162,06 no SE/CO, R\$158,74 no S, R\$173,93 no NE e R\$128,45 no N, com queda supe-

rior a 20% em todos eles e chegando a 41,04% no N. Na comparação anual, no entanto, houve alta, sendo superior a 50% no SE/CO e S, consequência do baixo volume dos reservatórios em decorrência da hidrologia ruim de 2017, o que requer maior geração das termelétricas este ano.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais dezembro/2017 (R\$/MWh)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendências*	dez-17	jan-17
SE/CO	162,06	-26,49%	55,76%		220,46	104,05
S	158,74	-28,17%	52,56%		220,98	104,05
NE	173,93	-20,96%	12,74%		220,07	154,28
N	128,45	-41,04%	23,45%		217,86	104,05

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

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 fevereiro de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 296,1 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 73,7% era do tipo fotovoltaica, 14,5% hidráulica, 8,3% térmica e 3,5% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 28,28% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da

CEMIG-D e 7,9% 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 8,27%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresen-

tou aumento de 177,50%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram CEMIG-D (+15,49%), Light (+9,05%) e CELG-D (+7,99%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+415,34%), CELG-D (+334,96%) e CEMIG-D (+302,73%).

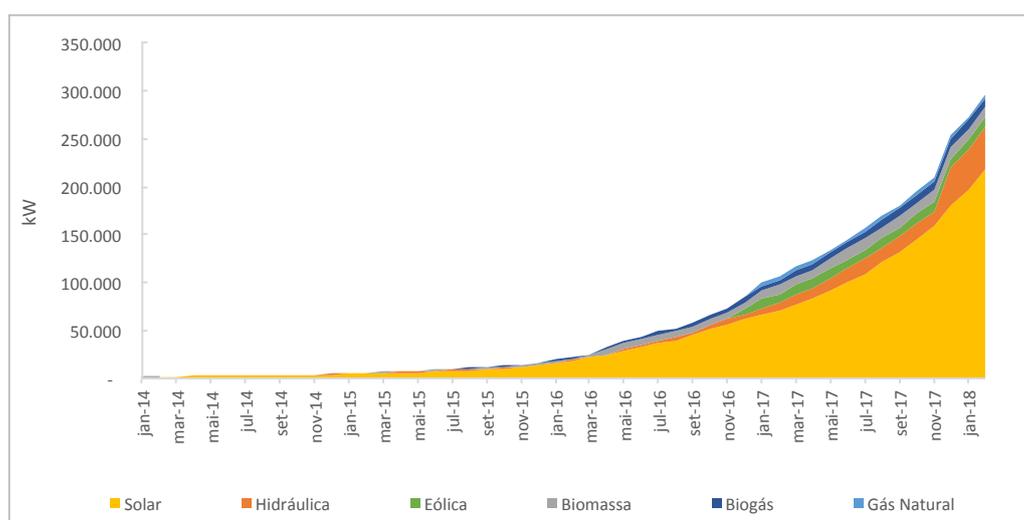
Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
CEMIG Distribuição S.A	83.729,89	15,49%	302,73%		72.500,86	20.790,38
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	23.243,32	0,33%	31,98%		23.167,44	17.610,58
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	18.629,76	7,03%	415,34%		17.406,20	3.615,01
Celesc Distribuição S.A.	15.649,44	0,89%	113,62%		15.510,63	7.325,69
Light Serviços de Eletricidade S.A.	15.132,88	9,05%	136,24%		13.876,46	6.405,76
Copel Distribuição S.A	13.160,07	4,69%	144,81%		12.570,15	5.375,69
Companhia Paulista de Força e Luz	12.981,09	7,99%	218,04%		12.020,29	4.081,53
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	10.044,92	0,03%	283,20%		10.041,92	2.621,30
Celg Distribuição S.A.	8.671,66	2,91%	334,96%		8.426,09	1.993,67
Rio Grande Energia S.A.	7.518,39	7,33%	165,12%		7.004,64	2.835,83
Outras	87.343,61	7,88%	156,52%		80.963,83	34.049,23
Total	296.105,03	8,27%	177,50%		273.488,51	106.704,67

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.8: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

EXPANSÃO

No período de 16 de janeiro a 15 de fevereiro de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 8,25 MW em termelétricas a biomassa, 56,16 MW em fotovoltaicas, 786,11 MW em UHE, 23,0 MW em PCH e 33,6 MW em eólicas.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa é que a capacidade de geração de UHE seja incrementada em 2.311 MW em 2018 e 5.236 MW em 2019. No mesmo período, a fonte eólica deve observar expansão de 3.202 MW e a fotovoltaica de 1.342 MW.

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	110	825	1.823	1.244	50	-	-	4.052
Biomassa	50	70	135	221	20	77	-	573
Solar	986	356	48	200	-	-	-	1.590
Hidrelétrica	2.311	5.236	-	32	256	-	-	7.836
PCH	152	118	658	354	129	50	-	1.462
Eólica	1.821	1.381	587	120	-	-	-	3.909
Total	5.431	7.986	3.251	2.171	456	127	-	19.422

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foi verificado o processo de reajuste tarifário das distribuidoras Light Serviços de Eletricidade S.A. e Companhia Luz e Força Santa Cruz, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 3,9 milhões de unidades consumidoras localizadas em 32 municípios do estado do Rio de Janeiro, a Light aumentou em 9,09% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e 13,4% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em

média um crescimento de 10,36% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Light entraram em vigor a partir de 15 de março. A concessionária CPFL Santa Cruz atende 444 mil unidades consumidoras localizadas no estado do São Paulo (SP) teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas também a partir de 15 de março em 5,32% em média, sendo 5,14% para os consumidores da baixa tensão e 5,72% para os consumidores da alta tensão.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Light	Light Serviços de Eletricidade S.A	RJ	10,36%	15/3
CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz S.A	SP	5,32%	15/3

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

LEILÕES

Está previsto para ocorrer no dia 4 de abril de 2018 o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte renováveis (hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa) para suprimento a partir de 1º de janeiro de 2022. O certame visa contratar empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e termelétricos por disponibilidade com prazo de suprimento de 20 anos e empreendimentos hidrelétricos por quantidade de energia com prazo de suprimento de 30 anos. Com relação aos preços iniciais, o leilão considera R\$ 291,00/MWh para empreendimentos hidrelétricos, 255,00/MWh para eólicos, R\$ 312,00/MWh para solares e R\$ 329,00/MWh para termelétricas à biomassa. Encontram-se cadastrados 1.672 projetos distribuídos em 20 esta-

dos, dos quais 931 são empreendimentos eólicos, 620 solares fotovoltaicos, 67 PCHs, 23 CGHs, três UHEs e 28 termelétricas à biomassa.

Além disso, está previsto para ocorrer em 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 13866 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações. A minuta do edital do certame estará em audiência pública até o dia 13 de abril. Contribuições podem ser enviadas para o e-mail ap013_2018@aneel.gov.br

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	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 ² de área.	
	Etapa	Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18
	Fim do prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	13/04/18
	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.	11/10/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	11/10/18
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	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.	
	Etapa	Data
	Publicação do edital e dos modelos de contrato de partilha de produção	29/03/18
	Seminário técnico	30/03/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	06/04/18
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	13/04/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	22/05/18
	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	
Descrição	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 ² . 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.	
	Etapa	Data
	Divulgação das regras para realização e participação na oferta permanente	Até 30/04/2018
	Divulgação dos parâmetros técnicos e econômicos das áreas e blocos	Até 30/04/2018
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018
	Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Deverão ser 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.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 01/2018	
	Descrição	Divulgar a proposta de revogação da Resolução ANP nº 06, de 05 de fevereiro de 2014, que dispõe sobre cadastramento de laboratórios de biodiesel junto a ANP.	
	Etapas		Data
	Data da Audiência Pública		05/04/18
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 43	
	Descrição	Biodiesel: identificação de contribuições, sugestões e propostas de diretrizes específicas para o aperfeiçoamento da Sistemática de Leilões de Biodiesel vigente.	
Etapas		Data	
Período da Consulta Pública		Até 01/04/2018	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	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.	
	Etapas		Data
	Término do prazo para Inscrição on-line 16:00		27/03/18
	Prazo para aporte das Garantias de Proposta 16:00		27/03/18
	Término do prazo para Distribuição de senhas de acesso ao sistema 16:00		27/03/18
	Prazo para impugnação do Edital		28/03/18
	Treinamento da sistemática		28/03/18
	Simulação do Leilão		02/04/18
	Prazo para decisão sobre impugnação do Edital		03/04/18
	Realização		04/04/18
	Devolução das Garantias de Proposta das VENDEDORAS que não negociaram energia no leilão		11/04/18
	Apenas para Empreendimentos Eólicos: declaração de interferência, a ser encaminhado diretamente à CEL		19/04/18
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação		25/04/18
	Resultado do julgamento de habilitação		18/06/18
	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
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2018	
	Descrição	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.	
Etapas		Data	
Realização		Segundo quadrimestre de 2018	
Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017		
Descrição	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).		
Etapas		Data	
Realização		18/12/17	
Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão		28/03/18	
Envio dos documentos de constituição da SPE		100 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017	
Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	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	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
Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
Descrição	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).	
	Etapas	Data
	Realização	20/12/17
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão	28/03/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE	98 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento 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	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
Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018	
Descrição	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.	
	Etapas	Data
	Realização	28/06/18
Objeto	ANEEL - Audiência 016/2017	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais de Geração - RAGs das usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física e de potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	Etapas	Data
	PRIMEIRA FASE	De 08/02/2018 a 23/03/2018
	SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa da Audiência Pública. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira etapa), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais participantes.	De 26/03/2018 a 09/04/2018
Objeto	ANEEL - Audiência 12/2018	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Cemig Distribuição S.A (Cemig-D), a vigorar a partir de 28 de maio de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	21/04/18
Objeto	ANEEL - Audiência 13/2018	
Descrição	Obter subsídios para aperfeiçoar a minuta de Edital e os Anexos do Leilão de Transmissão nº 2/2018-ANEEL, destinado à contratação de 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.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	13/04/18
Objeto	ANEEL - Audiência 15/2018	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 10.6 - Controle da Geração e 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, dos Procedimentos de Rede, para atendimento à aplicação da nova metodologia para dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do Sistema Interligado Nacional - SIN, face ao crescimento de geração eólica.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	30/04/18
Objeto	ANEEL - Consulta 002/2018	
Descrição	Obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	11/05/18

Setor Elétrico

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