



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

C,T&I: base fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer nação

OPINIÃO

Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

Como avaliar os subsídios da conta de desenvolvimento energético e outros fundos do setor elétrico?

Marcio Giannini Pereira, Neilton Fidelis da Silva e Marcos A. V. Freitas

Mudanças climáticas e seus desdobramentos sobre a pobreza e equidade

Fernanda Delgado, Fernanda Moraes, Pedro Neves e Tamar Roitman

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero e de combustíveis no Brasil

Lauro Valdir de Souza

Aprendizado com a política de preços dos derivados de petróleo

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – fgv.br/energia

EDITORIAL

C,T&I: base fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer nação.....	04
--	----

OPINIÃO

Como avaliar os subsídios da conta de desenvolvimento energético e outros fundos do setor elétrico?	09
Mudanças climáticas e seus desdobramentos sobre a pobreza e equidade.....	15
Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero e de combustíveis no Brasil	22
Aprendizado com a política de preços dos derivados de petróleo.....	30

PETRÓLEO.....34

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	34
Derivados do Petróleo	39
Política de preços de derivados.....	41

GÁS NATURAL.....43

Produção e Importação.....	43
Consumo	46
Preços.....	47
Maiores informações.....	49

BIOCOMBUSTÍVEIS.....50

Produção.....	50
Preços.....	52
Consumo	54
Importação e Exportação de etanol.....	56

SETOR ELÉTRICO.....57

Demanda	57
Oferta	58
Balanco Energético.....	60
Micro e Minigeração Distribuída.....	61
Disponibilidade.....	62
Estoque.....	64
Custo Marginal de Operação – CMO	65
Tarifas de Energia Elétrica.....	65
Expansão	66
Leilões	66

ANEXO.....68



EDITORIAL*

C,T&I: base fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer nação

No cenário mundial, com aumento da concorrência internacional em diversos setores e após sucessivos períodos de crise econômica, os países precisam rever suas estratégias e avaliar as novas oportunidades de crescimento. Nesse contexto, observou-se que economias com taxas de expansão mais sustentáveis aumentaram os seus investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) ao longo dos últimos anos.

Assim, a economia do conhecimento representa a base estrutural da nova era industrial 4.0, associada a um processo de digitalização e Internet das Coisas com rapidez na disponibilidade das informações, alto nível de especialização do capital humano e a maior difusão de novas tecnologias. Neste novo cenário, a disseminação do conhecimento e da

tecnologia tornam-se cada vez mais conectadas, os países estão mais intensivos em educação e inovação, com ampliação dos mercados mundiais e interação entre as entidades públicas e privadas.

De acordo com a Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE (2013)¹, a pesquisa e desenvolvimento (P&D) é o trabalho criativo empregado de forma sistemática, com o objetivo de aumentar o volume de conhecimentos do homem, da cultura e da sociedade, bem como a sua utilização para aplicações inovadoras.

Em 2017, o gasto total em P&D global² cresceu 3,2% em relação ao ano anterior, sendo o setor privado o responsável pelo aumento com expansão de 4,2%. De acordo com o “*Global Innovation Index*” (2018)³,

¹ Manual de Frascati: Metodologia proposta para definição da pesquisa e desenvolvimento experimental.
² <http://uis.unesco.org/en/glossary-term/gross-domestic-expenditure-rd-gerd>
³ <https://www.globalinnovationindex.org/Home>

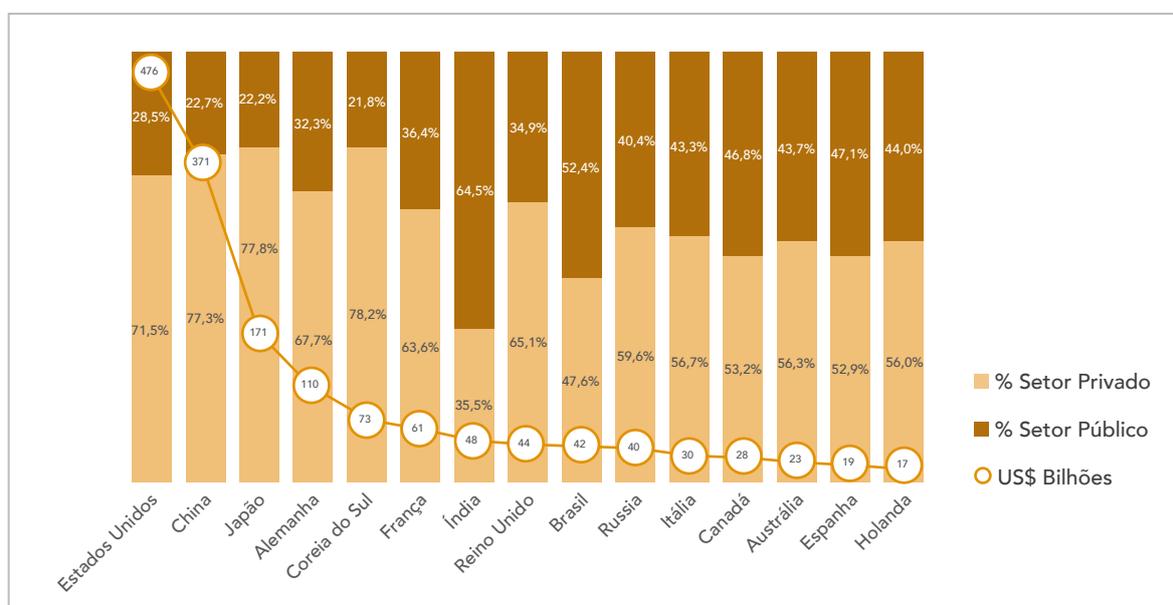
espera-se um valor nominal recorde de USD \$782 bilhões e avanço de 11,4% para 2018. Este número é equivalente a 6,4% do atual PIB chinês, o que revela espaço para expansão desses investimentos no mundo, principalmente pelo potencial econômico dos países emergentes nos próximos anos.

No âmbito macroeconômico, os gastos e incentivos em inovação são políticas econômicas que além de contribuir na geração de emprego, renda e aumento da arrecadação de impostos, oferecem melhorias na qualidade de vida da população, aumento da produtividade nacional e competitividade internacional. Nesse sentido, destaque para os países asiáticos Japão e Coreia do Sul, em paralelo as novas políticas na China, que conseguem obter um impacto econômico substancial com atividades de pesquisa e desenvolvimento em Ciência, Tecnologia e Inovação (C,T&I) – Gráfico 1.

Para Leal e Figueiredo (2018)⁴, o investimento eficaz em P&D é um direito social das gerações futuras do Brasil e um dever da geração presente.

Na mesma direção, o estudo publicado pelo *Levy Economics Institute*⁵ aponta que o incremento de 1% nos gastos em P&D das nações gera um retorno médio de 9,92% ao PIB. No entanto, cabe ressaltar que a inovação vai além do investimento no PIB, trata-se da cultura organizacional dos países em busca de maior valor agregado para sua economia. Não existe a garantia que o investimento em P&D gerará inovação, apenas a certeza de que a inovação é um processo contínuo da geração e aplicação do conhecimento. Logo, o que realmente importa é como os programas de P&D, as empresas e todos os agentes envolvidos neste processo gerenciam o investimento para criar novos produtos e serviços.

Gráfico 1 – Investimento total em P&D por país em US\$ bilhões no ano de 2015.



Fonte: UNESCO Institute for Statistics & World Bank Open Data, 2018.

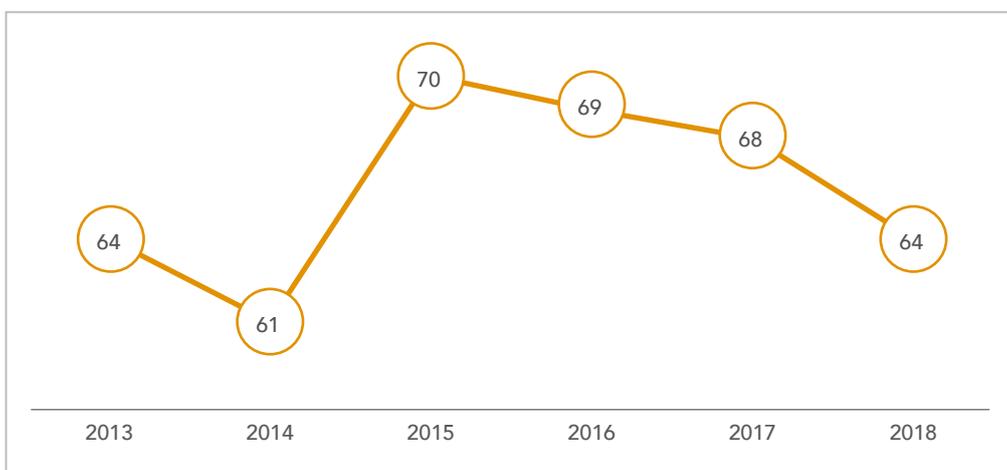
⁴ Os convidamos para ler o artigo “Inovação e Tecnologia no Brasil: Desafios e Insumos para o Desenvolvimento de Políticas Públicas” realizado por Carlos Ivan Simonsen Leal, Professor licenciado da EPGE Escola Brasileira de Economia e Finanças da FGV (FGV/EPGE), e Paulo N. Figueiredo, Professor titular da EBAPE Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas da FGV (FGV/EBAPE). http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/tlii-wps/article/view/77828/pdf_15

⁵ <http://www.finep.gov.br/noticias/todas-noticias/5533-investimento-em-p-d-impacta-9-no-crescimento-economico-diz-presidente-da-finep-na-fgv>

Com relação ao perfil de investimento, a participação dos setores público e privado no gasto total de P&D diferem entre os países. De forma geral, há maior participação do setor privado nos investimentos em inovação no mundo, com exceção da Índia e do Brasil. Embora a intensidade de investimento em P&D no Brasil venha crescendo, como mostra o Gráfico 3, o país apresenta resultados pouco significativos em termos de inovação e aumento de

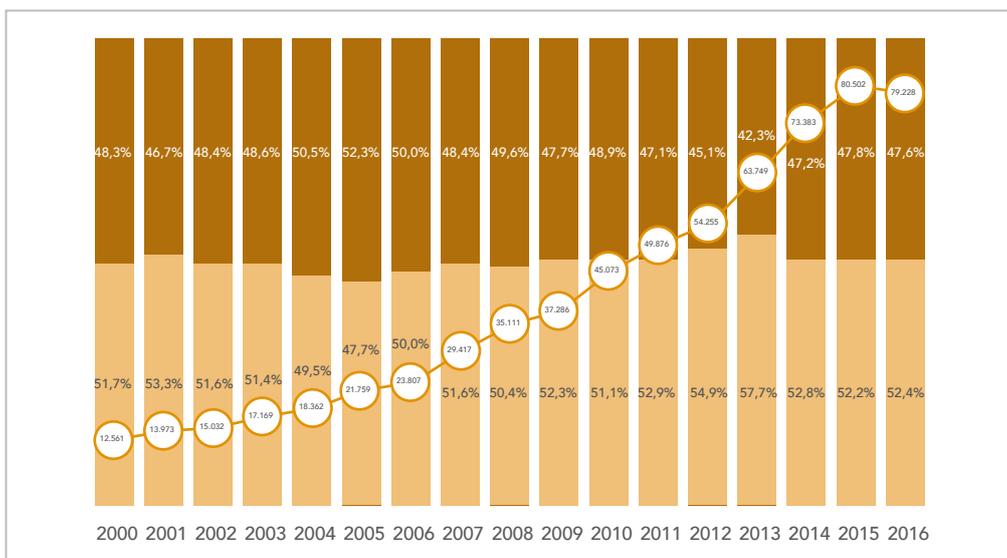
produtividade. Esse fato é verificado pelo “Global Innovation Index”, índice que fornece métricas detalhadas sobre o desempenho da inovação de 126 países, possui 80 indicadores que exploram uma visão ampla de inovação, incluindo ambiente político, educação, infraestrutura e sofisticação empresarial. Assim, o Gráfico 2 mostra que desde 2013 o Brasil segue estagnado em relação a inovação e atinge a 64º posição no ranking em 2018.

Gráfico 2 – Índice de Inovação Global para o Brasil.



Fonte: Global Innovation Index 2018.

Gráfico 3 – Evolução das despesas totais, participação do setor privado e público em P&D do Brasil em R\$ milhões correntes.



Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC⁶, 2018.

⁶ https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/indicadores/detalhe/recursos_aplicados/indicadores_consolidados/2_1_3.html

Entre as políticas adotadas pelo Brasil para estimular P&D no setor privado, estão as medidas compulsórias legislativas e as renúncias fiscais do governo. Contudo, o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA (2018)⁷ recomenda que a estratégia do governo brasileiro seja ajustada, pois as isenções de impostos concedidos pelo governo federal à empresas que investem em P&D alcançou R\$ 11,3 bilhões em 2015 e a ampliação desses incentivos não alavancou os investimentos privados em inovação como esperado

As políticas à inovação podem ser classificadas como horizontais, quando diversos setores podem ter acesso ao estímulo governamental ou verticais, onde apenas alguns segmentos são contemplados. Exemplo de política horizontal é o caso da Lei do Bem, utilizada por empresas de segmentos diversos e favorece o desenvolvimento de tecnologias transversais, que dependem da aplicação em conjunto do conhecimento de áreas distintas. Já no caso das políticas verticais, como a Lei da Informática⁸ e o Inovar Auto⁹, o incentivo é direcionado a setores específicos, como Tecnologia da Informação e Comunicação (TICs) e automobilístico, respectivamente.

Segundo FAPESP (2018), os principais entraves do setor privado brasileiro para aumentar participação em P&D está no custo Brasil, associado ao fato das empresas brasileiras ainda serem muito protegidas e direcionadas apenas para o mercado consumidor interno, o que resulta em baixo esforço para inova-

ção. Logo, a entrada nos mercados mais competitivos internacionais é uma possibilidade para estimular o ambiente inovador nas empresas brasileiras.

No caso específico do setor energético, existem atualmente algumas opções de financiamento para a inovação: as cláusulas de PD&I nos contratos de exploração e produção de petróleo, a legislação específica para PD&I no setor elétrico, os recursos orçamentários nacionais destinados aos fundos de inovação (CTPetro e CT-Energ), os recursos do BNDES e FINEP¹⁰ para inovação e aqueles alocados para a Inova Petro.

No setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL¹¹ é a responsável por regular e fiscalizar a legislação específica para PD&I. A partir dos dados de projetos obtidos na base da ANEEL, observa-se que há alta concentração na Pesquisa Aplicada (PA) com 55%, enquanto a fase de Inserção no Mercado (IM), onde está a realização da maior parte da inovação, permanece com 0%. Essa é uma das grandes críticas em relação as pesquisas no setor de energia elétrica. Espera-se aumento de produtos no mercado, com geração de patentes e impactos positivos para o setor. O Brasil pode reverter esse panorama de investimentos no setor de energia elétrica, essenciais para o desenvolvimento tecnológico do país, principalmente frente às recentes mudanças globais: a adoção de redes mais inteligentes, maior penetração dos recursos energéticos distribuídos e mudanças no comporta-

⁷ <http://www.ipea.gov.br/portal/>

⁸ <https://leidainformatica.com/a-lei-de-informatica/>

⁹ http://inovarauto.mdic.gov.br/InovarAuto/public/inovar.jsp?_adf.ctrl-state=ebgdbjavt_19

¹⁰ <http://www.finep.gov.br/noticias/todas-noticias/5533-investimento-em-p-d-impacta-9-no-crescimento-economico-diz-presidente-da-finep-na-fgv>

¹¹ <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14942679/ANEEL-PeD-ABAQUE-Novembro2015.pdf/4a06dfa3-9b41-47b0-a4d6-19550027650d>

mento do consumidor na forma como a energia é consumida, gerada e armazenada.

No setor de óleo, gás e biocombustíveis, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP¹² possui como atribuição o fomento ao P&D, bem como a adoção de novas tecnologias para o setor. As descobertas e operação na área de pré-sal são exemplos da importância dos investimentos em pesquisa, tecnologia e inovação pelo Brasil, que resultarão em redução de custos operacionais para as empresas, aumento do fator de recuperação na exploração desses campos e outros benefícios econômicos diretos e indiretos ao país.

Para o crescimento contínuo e sustentável do país, o Brasil precisará elevar os seus investimentos em P&D no PIB dos atuais 1,3% para valores próximos da média da OCDE de 2,4%, bem como melhorar a estratégia de gerenciamento para que estes recursos alcancem os resultados almejados de longo prazo.

Além disto, constatou-se que o Brasil precisa diversificar os instrumentos de política governamental para estimular P&D, além dos incentivos fiscais, criar por exemplo ambiente regulatório mais favorável para essas ações, de forma que impulse ainda mais a participação do setor privado em projetos de inovação pelo país.

¹² <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i/projetos-de-pd-i>

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



OPINIÃO

Como avaliar os subsídios da conta de desenvolvimento energético e outros fundos do setor elétrico?

Por Gláucia Fernandes,
Guilherme Pereira e
Vanderlei Martins*

No início do ano 2000, o Brasil passou pela chamada "crise do apagão" provocada tanto pela falta de investimentos nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, quanto pela queda no nível dos reservatórios das hidrelétricas. Como nesse período a oferta de eletricidade foi insuficiente para atender o consumo doméstico, o governo federal impôs medidas compulsórias de racionamento, que impactaram a indústria de forma geral, os setores de comércio e serviços, além de rígidas restrições ao consumidor residencial.

Com o intuito de evitar um novo apagão no futuro, o governo estendeu os prazos para expansão da infraestrutura necessária ao país. Nesse mesmo período, o governo criou um Fundo, com recursos arrecadados por meio da conta de luz, para financiamento dos investimentos no setor elétrico, conforme elencado abaixo:

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: destinada a promover o desenvolvimento energético dos Estados, garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

A CDE passou a conviver com dois importantes fundos setoriais que lhe antecederam:

RGR – Reserva Global de Reversão: utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, no Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica - Procel e no Reluz, que trata da eficiência energética na iluminação pública dos municípios brasileiros;

CCC – Conta de Consumo de Combustível: utilizada para financiar os custos com a geração de energia à base de combustíveis fósseis nos sistemas isolados, situados basicamente na Região Norte do País;

Apesar da importância dos demais recursos, este artigo trata em especial da criação da CDE e as recentes discussões sobre o corte de subsídios para os programas do setor elétrico financiados neste fundo.

Criada pela lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, a CDE é atualizada anualmente pela ANEEL. Esse Fundo foi administrado no período de 2002 até maio de 2017 pela Eletrobras. Com a perspectiva da sua privatização, a gestão do fundo passou para CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A Figura 1 ilustra o atual fluxo de funcionamento da conta.

Figura 1 – Fluxo de Funcionamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE



Fonte: CCEE, 2018.

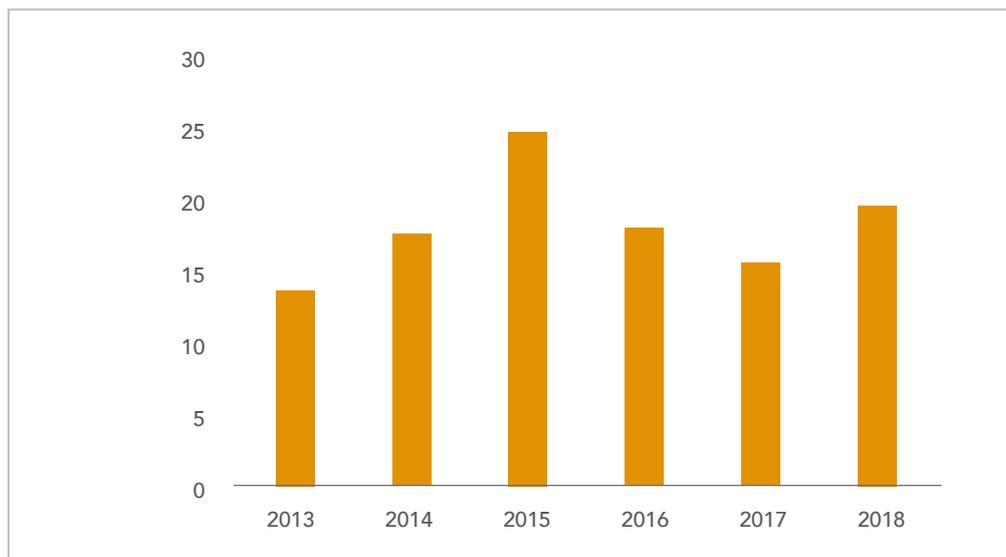
É da CDE que saíram os recursos que permitiram conectar mais de 3 milhões de unidades consumidoras às redes de distribuição por meio do Programa Luz para Todos. É desse Fundo que saem os recursos para subsidiar a tarifa social. Também, é desse Fundo que saem os recursos para incentivar a migração de consumidores para o mercado livre quando adquirirem energias renováveis.

Em particular, a CDE tem por objetivo a universalização do serviço de energia elétrica em todo território brasileiro, a promoção da competitividade da energia produzida a partir de carvão mineral nacional e de fontes renováveis, a geração de energia em sistemas elétricos isolados e a modicidade da tarifa

social de energia elétrica aplicada a consumidores residenciais de baixa renda.

Para custear esta quantidade de subsídios, a CDE conta com as quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e TUST. Além disso, há outras fontes secundárias, como pagamentos de concessionárias e autorizadas pelo Uso de Bem Público, muitas aplicadas pela ANEEL e transferência de recursos do orçamento geral da União. A Figura 2 ilustra o orçamento da CDE entre os anos de 2013 e 2018. Em apenas 6 anos, houve um aumento de aproximadamente 42% dos recursos desta conta.

Figura 2 – Orçamento da CDE (em R\$ bilhões)



Fonte: ANEEL, 2019.

Diante das revisões extraordinárias no orçamento da conta em 2017 e seus impactos para as tarifas de energia, um dos últimos atos do governo Temer foi o Decreto nº 9.642/2018 de 28 de dezembro que reduz os subsídios custeados pela CDE. Com a medida, haverá redução gradual de 20% ao ano, dos custos considerados alheios ao setor elétrico. Assim, serão reduzidos gradualmente descontos para setores como serviços públicos de águas, saneamento, irrigação e consumidores rurais. Segundo o estudo feito pela PSR¹, o benefício na tarifa para os consumidores é projetado em R\$16 bilhões nos próximos 5 anos.

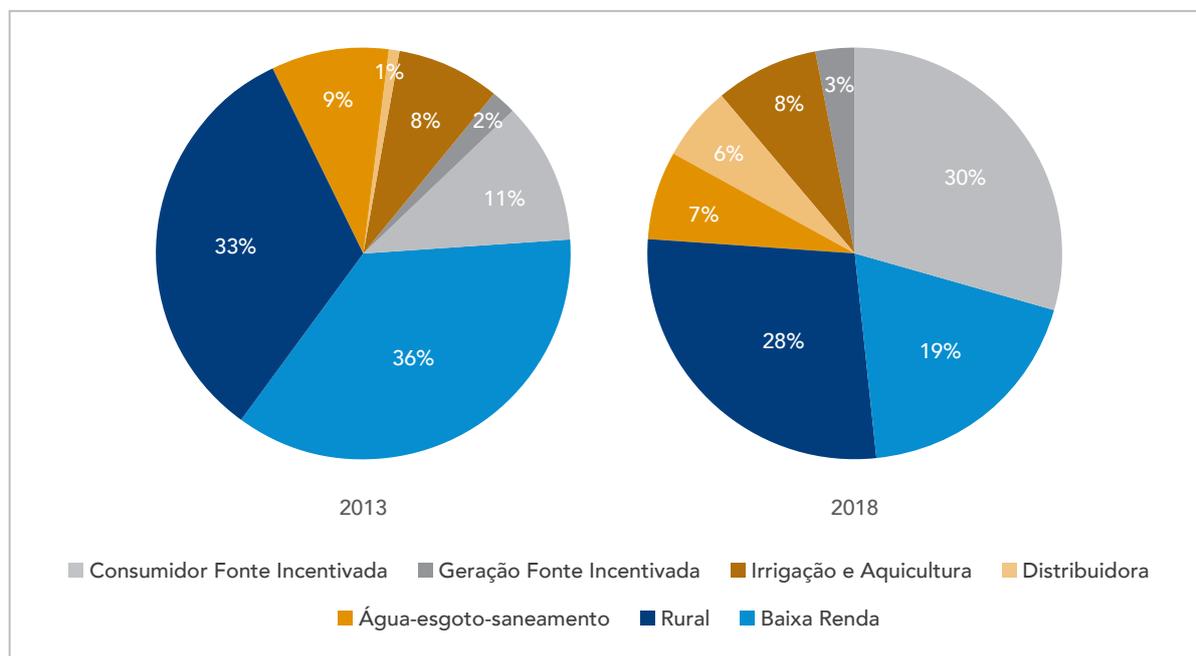
Sabe-se da necessidade de redução dos encargos setoriais no bolso do consumidor e, por outro lado, a relevância do fundo setorial para o desenvolvi-

mento energético. O que a sociedade precisa é que o Governo dote os encargos setoriais de focalização, eficiência e transparência. Neste ponto, questiona-se a desvirtuação dos recursos da CDE com a Lei nº 12.783 de 2013, na contramão dos objetivos iniciais da sua criação, como exemplo os sucessivos pagamentos de indenizações de concessões.

Com relação às fontes incentivadas de energia, deve-se analisar em profundidade os benefícios conquistados para o setor elétrico e em qual magnitude a política de financiamento da CDE é eficaz em prover a expansão das renováveis no país. Logo, este é o momento de verificar o nível de maturidade e competitividade das fontes, bem como a pertinência desses subsídios providos pelos consumidores.

¹ Maia, C. Decreto reduzirá conta de luz em 2,5% em 5 anos, diz diretor da Aneel. Valor Econômico. 28/12/2018. Disponível em: <https://www.valor.com.br/brasil/6041927/decreto-reduzira-conta-de-luz-em-25-em-5-anos-diz-diretor-da-aneel> Acesso em 7/1/2019.

Figura 3 – Evolução dos subsídios CDE entre os anos de 2013 e 2018.



Fonte: ANEEL 2019.

Tabela 1 – Montante financeiro dos subsídios da CDE para os anos de 2013 e 2018 em milhões de dólares.

Ano	Consumidor Fonte Incentivada	Geração Fonte Incentivada	Irrigação e Aquicultura	Distribuidora	Água, Esgoto, Saneamento	Rural	Baixa Renda
2013	586	114	406	31	465	1.710	1.850
2018	2.230	222	579	431	547	2.140	1.400

Fonte: ANEEL, 2019.

O perfil de subsídios da CDE vem sofrendo alterações relevantes nos seus itens. Como pode ser observada na Figura 2 e na Tabela 1, em apenas 5 anos, o subsídio para o Consumidor de Fonte Incentivada passou de 11% (\$586 milhões) para 30% (\$2.23 bilhões), apresentando assim, a maior variação. O item Distribuidora também apresentou uma variação expressiva, passando de \$31.3 milhões para \$431 milhões. Em termos percentuais esses valores representam 1% e 6% dos subsídios nos anos de 2013 e 2018, respectivamente. Além desses, a rubrica Rural, embora em termos absolutos tenha apresentado uma variação posi-

tiva, em termos percentuais representou uma fatia menor dos recursos totais da CDE. Por outro lado, os subsídios para a Baixa Renda diminuíram, passaram de 36% para 19%, o que em termos financeiros representa uma redução de \$1.85 bilhões para \$1.40 bilhões.

A CDE tem duração prevista de 25 anos, em outras palavras, até 2027 ela deverá ser extinta ou revisada para prolongar sua existência. Tendo isso em vista, a ANEEL tem criado outras políticas de incentivo para diminuir a dependência aos fundos do setor elétrico.

Nesse sentido, uma iniciativa direcionada pela agência, para a otimização da utilização dos recursos dos encargos setoriais, são os leilões para desconstrução de energia no Norte/Roraima, com o objetivo de redução da CCC. A CCC é o encargo setorial associado ao consumo de combustíveis fósseis em regiões do país fora do Sistema Interligado Nacional, ou seja, regiões em que o custo da energia fornecida aos consumidores é bem mais alto do que no resto do país.

Mais recentemente, entrou na pauta a discussão sobre a pertinência dos subsídios para a migração de consumidores para o mercado especial (migração de consumidores do mercado regulado das distribuidoras para o mercado livre quando contratam energias renováveis). Embora esta política estimule a geração e o consumo de energias renováveis, ela vem introduzindo uma distorção muito grande nos encargos setoriais, já que quem migra recebe desconto na TUSD bancado pelos encargos.

Percebe-se uma evolução dinâmica do perfil das despesas da CDE ao longo do tempo, o que ressalta a participação do Fundo em diversas frentes do setor

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Informações Técnicas – Conta de Desenvolvimento Energético. Brasília, 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false. Acesso em 20 de janeiro de 2019.

elétrico. Por isso, é essencial que os cortes dos subsídios ocorram de maneira gradual, de forma a dar tempo para que os segmentos incentivados possam estar preparados para um futuro sem CDE. Assim, a pergunta que deve ser feita é: qual o tamanho desse corte e qual o prazo necessário de adaptação?

Portanto, ao invés de somente se preocuparem com a quantidade de recursos que a CDE consumiu ao longo do tempo, os agentes do setor devem estar atentos com a avaliação econômica e de desempenho dos recursos empregados, bem como com o impacto do corte desses subsídios na aceleração do desenvolvimento dos recursos renováveis no país.

Vários programas e políticas foram implementados, mas possuem resultados desconhecidos. A sociedade precisa conhecer os reais efeitos das políticas públicas no setor elétrico. Só com essa informação é que a sociedade conseguirá obter uma redução da assimetria de informação, aperfeiçoamento na tomada de decisão, controle dos subsídios cruzados e segurança que os valores arrecadados estão sendo empregados da melhor forma possível.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Contas Setoriais – Conta de Desenvolvimento Energético. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_cde?_afLoop=1966208936087898&_adf.ctrl-state=18j10dimvo_1#!%40%40%3F_afLoop%3D1966208936087898%26_a.df.ctrl-state%3D18j10dimvo_5. Acesso em 20 de janeiro de 2019.



Pesquisadora na FGV Energia e Coordenadora Adjunta do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Economista pela Universidade Federal de Viçosa (UFV). Obteve o título de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e os títulos de Doutor em Finanças e Pós-doutor em Engenharia Industrial pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisadora visitante na University of Texas at Austin - McCombs School of Business. Foi Pesquisadora do Núcleo de Energia e Infraestrutura - NUPEI, no Departamento de Administração da PUC-Rio. Foi Assessora do Mestrado de Matemática Profmat, com núcleo no IMPA. Dentre seus interesses destacam-se: análise de risco, análise de projetos & investimento, estrutura de capital, modelos de opções com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



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.



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

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



OPINIÃO

Mudanças Climáticas e seus Desdobramentos sobre a Pobreza e Equidade

Por Marcio Giannini Pereira,
Neilton Fidelis da Silva e
Marcos A. V. Freitas*

O impedimento ao acesso à energia em numa sociedade acentua as assimetrias sociais, tais como: a permanência/expansão da pobreza, a falta de oportunidade para o crescimento, o fluxo migratório para as grandes cidades e a descrença desta sociedade perante o seu futuro. Acredita-se que, com a chegada da eletricidade, as comunidades rurais possam atingir um maior patamar de sustentabilidade econômica e energética.

Energia é indispensável à sobrevivência humana e o pleno suprimento de energia a todos os cidadãos é fator necessário ao bem-estar social e ao desenvolvimento econômico do país.

Casillas & Kammen (2010) destacam que a expansão dos serviços energéticos *per se* não irá erradicar a pobreza, no entanto, possuem impactos imediatos no cotidiano da população. Pobreza energética resulta

do não atendimento as necessidades básicas, reduzindo as oportunidades econômicas e educacionais, além de serem perversas entre as mulheres, crianças e minorias. A eletricidade ofertada de forma regular e segura potencializa as atividades econômicas no meio rural, além de melhorar a qualidade dos serviços disponíveis para atender as demandas domésticas e de pequenos negócios por meio de iluminação, eletrodomésticos, aparelhos eletrônicos mais eficientes, acesso ao sistema de telecomunicações por meio internet, TV, rádio e de telefones celulares.

A pobreza energética pode ser entendida como o não atendimento das necessidades básicas de energia. Cabe observar, que não existem normas internacionais para esses indicadores. Os países frequentemente definem seus próprios montantes de energia para o atendimento das necessidades básicas. Estes tipicamente se encontram na faixa de

20 a 50 quilowatts-hora (kWh) de eletricidade por mês para as residências e de 6 a 15 quilos de gás liquefeito de petróleo (GLP) para cozinhar por mês e 10-30 kWh de energia útil por metro quadrado da residência para aquecimento por ano. Outras instituições, como o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e a Organização Mundial de Saúde (UNDP e WHO, 2009) consideram a pobreza energética como uma medida de disponibilidade física ou de acesso à população.

Sovacool *et al.* (2016) ponderam que a pobreza energética deve ser interpretada como uma violação da justiça distributiva, onde por exemplo, o estado de New York (EUA) com a população estimada de 19,5 milhões possui o mesmo patamar de consumo de energia elétrica que a África Subsaariana na qual a população atinge o número de 791 milhões de pessoas. A teoria da justiça distributiva afirma que a segurança física é um direito básico e desta forma deve-se criar as condições de assegurá-la, por meio da garantia do emprego, acesso ao alimento, condições dignas de moradia e o meio ambiente e seus recursos, acessados de forma sustentável. Neste contexto, as pessoas teriam direito a um determinado conjunto de serviços energéticos mínimos que lhe permitam atender a uma base mínima de bem-estar, incluindo nesta cesta de serviços o atendimento de energia elétrica.

A produção e uso de energia respondem por cerca de 70% dos GEE emitidos no planeta. Desta forma, o planejamento de expansão do uso e do acesso à eletricidade possui vínculos estreitos com mudança climática, pobreza e equidade. Pesquisas recentes indicam que os efeitos das mudanças climáticas estão se acelerando e tornando-se mais intensos, no qual o aquecimento global pode ser significati-

vamente maior do que projetado e suas consequências mais severas e irreversíveis. Solomon *et al.* (2009) afirmam que os desdobramentos do aquecimento global ainda serão percebidos 1.000 anos após a hipotética estabilização das emissões. Então, os autores ponderam que não se deve assumir que a mudança climática apresenta riscos limitados, a partir da concepção "*Prometheica*" de que uma escolha tecnológica possa estabilizar rapidamente as emissões e, assim reverter todo o dano no futuro. Dessa forma, os efeitos das mudanças climáticas tendem a ser irreversíveis no planeta, resultando em impactos globais, repercutindo de forma diferenciada entre as populações mais suscetíveis, particularmente, aquelas localizadas nos países em desenvolvimento.

Questões relacionadas à pobreza energética e ao clima tem fornecido um maior ímpeto nos esforços governamentais na eletrificação mundial, conjuntamente na promoção de tecnologias mais limpas, não dependentes de petróleo. O movimento de expansão do atendimento elétrico no meio rural em anos recentes se constitui num vetor de promoção ao desenvolvimento econômico e social de populações até então desprovidas do acesso à energia elétrica. Países como Brasil e China ampliaram significativamente o acesso à energia elétrica, próximo a universalização. Índia e África do Sul possuem um longo caminho a trilhar buscando a ampliação do acesso a cerca de 268 milhões de pessoas. Ainda que avançar em direção a universalização do acesso seja meritório, questões associadas à qualidade da energia em geral são subavaliadas, limitando assim o potencial de crescimento e inclusão social dos projetos de redução de pobreza energética, em outras palavras, o desafio não se limita a ampliar o acesso, mas também em garantir a qualidade da energia e de ações transversais de geração de renda.

JUSTIÇA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Os países desenvolvidos historicamente são os maiores contribuidores para o aumento dos gases de efeito estufa. De acordo com Hansen *et al.* (2013) no período de 1751 a 2012 os EUA, Reino Unido, Alemanha e Japão foram responsáveis por 26%, 5,4%, 6% e 4%, respectivamente da emissão histórica acumulada de CO₂, enquanto que a América Central/Sul e África correspondem a 3,9% e 2,6%.

Uma vez que a base da matriz elétrica mundial é suportada por combustíveis fósseis, deriva-se a percepção de que o acesso à energia elétrica é um ponto chave de discussão dos contenciosos associadas mitigação das mudanças climáticas. O suposto conflito entre expansão dos serviços energéticos e mitigação das emissões existe devido, em parte, ao paradigma dos países desenvolvidos da eletrificação estar associada ao planejamento e atendimento centralizado, com base em combustíveis fósseis e de baixa eficiência. A adoção generalizada nos países em desenvolvimento deste modelo torna-se uma clara barreira a estabilização do clima (Alstone, Gerhenson & Kammen, 2015). No entanto, nem todos os países em desenvolvimento perseguem esta estratégia, como no caso brasileiro¹ onde sua matriz elétrica é majoritariamente atendida por energia renovável, atingindo o patamar de 81,7% em 2016.

Conjuntamente, destaca-se que os países mais pobres, nos quais emitiram menos gases de efeito estufa tenderão a ser os mais impactados na ocorrência dos cenários na mudança do clima. No entanto, se tais países seguirem as mesmas escolhas de desenvolvimento, baseados na exploração dos recursos fósseis, a emissão dos gases do efeito estufa aumen-

tarão mais rapidamente (Yadoo & Cruickshank, 2012). Cabe observar que historicamente a base de oferta de energia de um país esteve, na sua origem, vinculada a disponibilidade de recursos no território e domínio das tecnologias disponíveis.

Ao contrário de países de industrialização tardia, nos quais passaram a contribuir com a emissão dos gases de efeito estufa nas últimas décadas, em particular Brasil, China e Índia, os países desenvolvidos contribuem desde a revolução industrial. Há que se ponderar que 80% da população mundial contribuíram para 20% das emissões históricas desde 1751.

Cabe ponderar que as emissões geralmente não são monitoradas diretamente, mas sim estimadas usando modelos. Algumas modelagens sobre emissões podem apenas ser calculadas com limitada assertividade. Emissões provenientes do setor energético e de processos industriais são mais confiáveis, enquanto emissões provenientes da agricultura como metano e óxido nitroso possuem maior incerteza. Ainda que sejam ponderadas as incertezas dos modelos climáticos, assim como as potenciais estratégias de acordo climático entre os países, é recomendável que as emissões sejam reduzidas face aos potenciais impactos para o aumento médio da temperatura do planeta. De acordo com a NASA (2016), a corrente tendência de aquecimento global possui um significado particular porque este resultado é um desdobramento da ação humana, já atingindo uma taxa de emissão (ppm) sem precedentes considerando os últimos 1.300 anos

Destaca-se neste percurso o acordo de Paris (COP-21) aprovado pelos 195 países Parte da UNFCCC

¹ No caso mundial as fontes renováveis para a geração de energia elétrica atingem 21, 2% (EPE, 2017).

para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) no âmbito do desenvolvimento sustentável. O compromisso é orientado no sentido de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais e de manter esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais. Na COP-21, os governos propuseram a estabelecer seus próprios compromissos a partir das chamadas Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (INDC), onde cada governo apresentou suas metas de acordo com seu contexto social e econômico. Cabe ponderar que a China e a Índia se comprometeram a reduzir sua “intensidade de carbono” por ponto percentual do PIB, o que ainda significa um incremento de emissões em termos absolutos. O Brasil propôs um objetivo absoluto, reduzindo suas emissões em relação a um ano histórico e não em relação a uma trajetória de referência, ou uma redução da intensidade de emissões. Em comparação com outros grandes países em desenvolvimento, a meta brasileira restringe as emissões a um nível fixo.

Segundo Atkinson (2007), a redução da desigualdade deveria ser uma prioridade de todos. Destaca-se que as reduções das emissões obtidas pelos países desenvolvidos quanto aos gases do efeito estufa nos últimos anos não incorreram numa redução da desigualdade, assim como se manteve quase inalterada a estrutura produtiva, ainda que sejam percebidos avanços tecnológicos, tais avanços ainda se restringem em grande parte aos países desenvolvidos por meio de investimento em eficiência energética e de novas fontes renováveis de energia, conjuntamente com a transferência das indústrias poluidoras e demandantes de recursos naturais para países periféricos. O progresso tecnológico não é uma força da natureza, porém reflete as decisões econômicas e sociais. Escolhas de governos, empresas e pessoas

podem influenciar os rumos da tecnologia, resultando num potencial cenário de desenvolvimento inclusivo ou não no mundo.

No contexto de desigualdade Platão expressou a visão de que ninguém deveria ser quatro vezes mais rico do que os membros mais pobres da sociedade. Nesta visão igualitária, a desigualdade importa em termos de distância entre o rico e o pobre, e pode ser o motivo para agir, mesmo quando não haja nenhum ganho para os mais pobres. Esta visão também se aproxima das relações de equidade e mudanças climáticas, não buscando incitar o aumento, obrigatoriamente, dos países historicamente baixo emissores e sim no questionamento daqueles que historicamente contribuíram para o agravamento do aquecimento global, especialmente buscando distinguir emissão sob o contexto de luxúria e subsistência.

Destaca-se a concentração das emissões históricas em 5% dos países, estes respondem por uma participação de 67.74%. Observa-se, também, que 50% dos países com menor emissão atingem 0.74% de participação. Ainda que se ponderem as incertezas sobre a contabilidade das emissões históricas, esta discrepância entre países descortina de forma objetiva a questão das responsabilidades, trazendo à tona que os efeitos decorrentes das mudanças climáticas são globais, no entanto, seus causadores são restritos a um pequeno número de países.

Cabe ponderar que mesmo entre países que mais emitiram historicamente existe uma dimensão de desigualdade além da vertical, *i.e.*, diferenças intra-países seja no tocante ao tamanho da população, do espaço físico (território), do acesso a recursos naturais e de nível de desenvolvimento social e tecnológico. Conjuntamente, reconhecem-se também as desigualdades internas de cada país.

O reconhecimento da dívida perante o espaço ecológico é um grande avanço no sentido de reduzir as desigualdades históricas de oportunidades entre países, no entanto não equaciona a questão do estoque limitado do espaço físico, i.e., existe um

limite físico para o montante de GEE a ser emitido na atmosfera. São duas faces da mesma moeda as emissões históricas e as futuras emissões projetadas por países. E não haverá solução efetiva global caso as discussões somente se apoiem em uma destas faces.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alstone, P.; Gershenson, D. & Kammen, D.M., 2015. Decentralized Energy Systems for Clean Electricity Access. *Nature Climate Change*, Vol. 05 – April, 2015.

Atkinson, A. B. (2015). *Desigualdade: O que pode ser feito?* São Paulo: Editora Leya.

Casillas, C. E. & Kammen, D.M., 2010. The Energy-Poverty-Climate Nexus. *Science*. Vol. 330, 26/11/2010.

EPE, 2017. *Balanço Energético Nacional - 2017*. Empresa de Pesquisa Energética – Ministério de Minas e Energia, Ano Base 2016.

Hansen, J.; Kharecha, P.; Sato, M.; Masson-Delmotte, V.; Ackerman F.; Beerling D.J.; Hearty, P.J.; Hoegh-Guldberg, O; Hsu, Shi-Ling; Parmesan, C.; Rockstrom, J.; Rohling, E.J.; Sachs, J.; Smith, P.; Steffen, K.; Susteren, L.V.; Schuckmann, K.V. & Zachos, J. C.; 2013. Assessing “Dangerous Climate Change”: Required Reduction of Carbon Emissions to Protect Young People, Future Generations and Nature. *PLoS ONE* 8(12), University of Oxford, United Kingdom, December 2013.

Hayward, T. 2007. *Human Rights Versus Emissions Rights: Climate Justice and the Equitable Distribution of Ecological Space*. Center for Global Ethics, George Mason University, Virginia. Visited: 20/9/2016 Available at: http://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/31542026/eia_117.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAJ56TQJRTWSMTNPE-A&Expires=1474396858&Signature=tzl10mNsf%-2FstlSvJDaaBDldx6Bc%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DHuman_Rights_Versus_Emissions_Rights_Cli.pdf

NASA, 2016. *Global Climate Change – Vital Signs of The Planet*. Visited: 9/6/2016 Available at: <http://climate.nasa.gov/evidence/>

Solomon, S., Plattner, G.-K., Knutti, R., & Friedlin’gstein, P. (2009). Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 106(6), 1704– 1709.

Sovacool, B., HEFFRON, R.; McCAULEY, D. & GOLDTHAU, A.. 2016. Energy decisions reframed as justice and ethical concerns. *Nature Energy*, V.01 May 2016.

United Nations Development Programme and World Health Organization (UNDP & WHO). (2009). *The energy access situation in developing countries: A review focusing on the least developed countries and Sub-Saharan Africa*. New York: United Nations.

Yadoo, A. & Cruickshank, H., 2012. The role for low carbon electrification technologies in poverty reduction and climate change strategies: A focus on renewable energy mini-grids with case studies in Nepal, Peru and Kenya. *Energy Policy* n.42, pg. 591-602.



Marcio Giannini Pereira concluiu a graduação em Economia pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1997, concluiu o Mestrado e Doutorado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ em 2002 e 2011, respectivamente, além de atuar como Visiting Scholar na University of California (Berkeley - EUA) em 2015. Atualmente é Pesquisador no CEPEL, Professor Convidado da COPPE/UFRJ, Fellow Researcher da Universidade of California (UC Berkeley), Consultor e Palestrante na área de sustentabilidade e energia, tendo publicado diversos artigos em periódicos especializados e trabalhos em anais de eventos nacionais e internacionais. Desde 2000 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (ELETROBRAS CEPEL) e membro do conselho editorial da Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios em Petróleo (TN Petróleo). Possui experiência em avaliação e monitoramento de projetos sociais e de políticas públicas; análise

socioeconômica; estudo de mercado; avaliação de investimentos; monitoramento e avaliação de impacto sociais, ambientais e energéticos de projetos; indicadores de sustentabilidade; sustentabilidade estratégica, responsabilidade social empresarial; mercado de fontes renováveis de energia; desenvolvimento sustentável; questões de gênero; mudanças climáticas e sistemas gerenciais. Em suas atividades profissionais, interagiu com diversos colaboradores em autoria e coautoria de trabalhos técnicos e científicos.



Neilton Fidelis da Silva possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (1988), graduação em Licenciatura em Eletricidade pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (1992), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (1996) e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2006). Docente concursado, desde 1990, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN). Atualmente está cedido Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e atua como pesquisador do Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais (IVIG/COPPE-UFRJ). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético e Ambiental, Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: impactos socioeconômicos e ambientais do setor energético, políticas públicas,

energia, fontes renováveis de energia, energia e mudanças climáticas, emissões de GEE e energia eólica. Professor Titular do IFRN desde 2017.



Marcos A. V. Freitas – Graduação em Geografia pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1983), mestrado em Engenharia Nuclear e Planejamento Energético pela COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro (1988) e doutorado em Economie de l'Environnement - Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales - EHESS - Paris (1994). Atualmente é professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (concurado em 1999) e Coordenador Executivo do Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais (IVIG/COPPE/UFRJ) (desde 05/2005). Membro do IPCC - Grupo III - desde 2008, em Energias Renováveis; Coordenador da Subrede de Energias Renováveis da Rede Clima/MCTIC (desde 2010), membro do Conselho Técnico do Fundo Amazônia - CTFA (desde 2013). Experiência na área de planejamento energético e ambiental, com ênfase em Interdisciplinar de Energia. Desenvolve pesquisas aplicadas em: energia; regulação e gestão da água; licenciamento e gestão

ambiental; mudanças climáticas; biomassa; desenvolvimento sustentável; Amazônia; infraestrutura, tecnologias e recursos naturais (portos, estradas, unidades de produção e transporte de energia). Foi Superintendente de Estudos e Informações Hidrológicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL - 98 a 2000), Diretor da Agência Nacional de Águas (ANA - 2000 a 2004), Secretário Executivo do Centro Nacional de Referência em Biomassa (97-98), Assessor Hidrológico Brasileiro junto a Organização Mundial de Meteorologia (OMM - 1998 a 2004) e Adviser da Comissão de Hidrologia da Organização Mundial de Meteorologia (OMM - 2004 a 2008), Coordenador do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (10/2011 a 03/2014). Diretor da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (desde 2015)

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



OPINIÃO

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero e de combustíveis no Brasil

*Por Fernanda Delgado,
Fernanda Moraes, Pedro Neves
e Tamar Roitman**

No contexto da gestão pública, programa é um instrumento de organização da Ação Governamental que articula um conjunto de iniciativas públicas e privadas - projetos, atividades, financiamentos, incentivos fiscais e normas - e que visam à solução de um problema ou ao atendimento de uma demanda da sociedade, sendo mensurado por indicadores, metas regionalizadas e custos estabelecidos no Plano Plurianual (PPA), Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e Lei do Orçamento Anual (LOA).

Atualmente, parece claro que um programa de governo que promova o desenvolvimento, como qualquer outro, precisa ser percebido pela sociedade como contributivo para o bem-estar social. Entretanto, o que se percebe, na prática, é que muitas dessas iniciativas consubstanciam-se em políticas sem metas claras e com ferramentas de acompanhamento pouco coordenadas. O Estado

precisa se comprometer com um ciclo contínuo de melhorias, buscando soluções perenes a partir de um sistema de ajustes constantes.

Nesse esteio, vários foram (e são) os programas governamentais implementados para incentivar o setor petrolífero e de combustíveis nacional, entre eles: REATE, GÁS PARA CRESCER, RENOVABIO, COMBUSTÍVEL BRASIL, ROTA 2030. Esse breve texto busca pontuar as atualizações destas iniciativas, trazendo suas definições, seus espectros de atuação, suas principais contribuições e o estágio em que se encontram neste momento.

O PROGRAMA REATE

O Programa REATE, Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, lançado em janeiro de 2017, tem como objetivos estratégi-

cos revitalizar e estimular, assim como aumentar a competitividade da indústria petrolífera neste ambiente. Apesar de o Brasil possuir considerável potencial *onshore*, estas áreas das bacias são ainda pouco exploradas, como consequência da opção brasileira pela exploração em águas profundas e ultra profundas a partir dos anos 90.

Além da questão do fator de recuperação dos campos maduros¹, as características técnicas do segmento *onshore* costumam levar a margens de retorno menores e, mesmo em escalas menores, necessariamente, requerem maior controle dos custos operacionais. Consequentemente, tais *plays* acabam por não despertar o interesse de empresas grandes, que não vêem vantagens em explorar áreas com reservatórios algumas vezes menores que, em sua maioria, encontram-se em declínio de produção. Esse segmento apresenta, contudo, um alto potencial a ser explorado por empresas de pequeno porte e, assim, proporcionar o desenvolvimento de indústrias regionais, como nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, por exemplo, movimentando a economia de municípios e estados produtores. Vale reforçar que em termos de desenvolvimento local, geração de empregos e renda, as externalidades geradas pelos pequenos produtores são bastante significativas.

Nesse sentido, o diagnóstico inicial do programa visando o atingimento dos objetivos propostos perpassa ações que endereçam:

- Reverter a tendência de declínio da produção *onshore* (genuína preocupação com a atração de pequenos operadores);

- Aumentar a extensão da vida útil dos campos, trazendo à discussão temas como a vazão de abandono, redução (ou até mesmo isenção) do percentual de *royalties*;
- Aumentar a produção de gás natural (inclusive da possibilidade de estímulo hidráulico para recursos não convencionais);
- Aumentar a atratividade/ competitividade das rodadas para campos *onshore*;
- Aprimorar o ambiente de negócios, principalmente pensando-se uma saída ao monopólio de comercialização do óleo e do gás natural, hoje feito pela Petrobras.

Dentre as importantes sinergias que podem contribuir para o sucesso do REATE está o Projeto Topázio, de desinvestimentos da Petrobras, que prevê a venda de 104 campos terrestres com produção de 35 mil barris/dia de petróleo. Estes campos, considerados maduros, têm sua viabilidade de operação relacionada à redução de custos e, por sua vez, não são atrativos economicamente para a estatal. Essas áreas se mostram atrativas para empresas de pequeno e médio porte, já que seus custos podem ser mais facilmente moldados para cada tipo de operação.

Adicionalmente, o estabelecimento do calendário de leilões foi a mudança regulatória que mais contribuiu para que os investidores tenham uma percepção mais positiva quanto à atratividade do país e que ajudará o REATE a alcançar êxito.

Dentre os atingimentos do programa Reate até agora estão a redução do percentual de *royalties*

¹ Após 20 anos de produção, em média, grande parte dos hidrocarbonetos permanece nos reservatórios de um campo, mesmo após o uso de métodos de recuperação secundários e terciários.

para campos maduros para 5% visando a extensão da vida dos campos e a definição de blocos em bacias terrestres a serem objeto de licitação, sob regime de concessão, na Oferta Permanente da ANP. A medida visa atrair investimentos para as bacias maduras, desenvolver a indústria terrestre com o incentivo à participação das pequenas e médias empresas, além de estimular as atividades exploratórias nas bacias terrestres de nova fronteira, aumentando o conhecimento geológico sobre essas bacias e descentralizando investimentos (ANP, 2018).

O PROGRAMA GÁS PARA CRESCER

O Projeto Gás para Crescer foi lançado em 2016 com o objetivo de propor medidas de aprimoramento ao arcabouço normativo do setor de gás natural diante de um cenário de redução da participação da Petrobras face ao transporte, comercialização e distribuição do gás.

Para que o setor se desenvolva, é necessário a diversificação dos agentes no mercado de gás e o aumento da competição. As questões sugeridas no Gás para Crescer abrangem toda a cadeia do gás natural, com um novo desenho de mercado, incluindo a integração com o setor elétrico e o aperfeiçoamento das questões tributárias. Os responsáveis pela proposta do programa foram o MME, a ANP e a EPE, elaborando notas técnicas que subsidiaram a Consulta Pública nº 20/2016 - "Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil" com contribuições de associações, agentes públicos e privados, integrantes dos diversos elos da cadeia de gás natural, como produtores, transportadores, comercializadores, distribuidoras, consumidores, além de juristas, especialistas técnicos e órgãos governamentais.

As modificações sugeridas para a abertura do mercado de gás natural são: atração de investimentos em E&P; leilões regulares de blocos exploratórios, principalmente em terra; mercado de curto prazo e secundários de gás natural e capacidade de transporte; estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição de oferta de gás natural; separação das atividades produção e comercialização de gás e das atividades monopolistas de distribuição e transporte; maior integração entre gás natural e energia elétrica; maior harmonização entre regulações estaduais e estrutura tributária do setor de gás natural. O projeto ainda incentiva o desenvolvimento de instalações de estocagem e planejamento de expansão do sistema de transporte.

A iniciativa resultou no projeto de Lei 6.407 de 2013, que ainda está em trâmite na Câmara dos Deputados e, após anos de espera, ficou para ser votado em 2019. Esta Lei tem o objetivo de alterar a Lei nº 11.909 de 2009, conhecida como Lei do gás, e fomentar a indústria do gás, trazendo a separação societária e a desverticalização entre transportadores e carregadores; controle dos preços do gás natural praticados pelas unidades produtoras ou de regaseificação até que ocorra efetiva competição na oferta e comercialização dos hidrocarbonetos; criação do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS) para coordenar e controlar a movimentação de gás natural nos gasodutos de escoamento de produção, de transporte, de transferência e em estocagem de gás natural.

As soluções para o início da implementação do Gás para Crescer pelo grupo de trabalho foram as tomadas públicas de contribuição (TPC). Portanto, visando à abertura de mercado, foi lançada a tomada pública referente a medidas para incentivo à concorrência

no setor de gás natural sobre a necessidade da desverticalização da indústria do gás natural. Outra TPC lançada foi para identificação de mecanismos de substituição do combustível importado (em especial o gás natural liquefeito - GNL) pelo gás doméstico com intuito de integração entre os setores de gás natural e energia elétrica.

Há um histórico favorável de países que implementaram mudanças regulatórias liberalizantes no mercado de gás natural e, conseqüentemente, a oferta de gás resultou em menores margens de preço. Isso não ocorreu e não ocorre ainda no Brasil. Em um contexto de monopólio da Petrobras nos segmentos do gás natural, o preço do gás está em margens altas, em outubro de 2018 o valor do GNL foi de 9,8 US\$/MMBTU e para o gás importado da Bolívia foi de 7,8 US\$/MMBTU. A título de comparação, o energético nos Estados Unidos custa, em média, 3 US\$/MMBTU.

Com o novo desenho para o setor de gás de natural, esse mercado no Brasil poderá triplicar até 2030, atraindo investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões. A harmonização das regras de regulação do gás trará mais dinamismo ao mercado, portanto, a aprovação da lei é imprescindível para destravar os investimentos.

O PROGRAMA RENOVABIO

A Lei nº 13.576, que instituiu a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), foi sancionada no dia 26 de dezembro de 2017. O RenovaBio pretende responder às demandas do setor de biocombustíveis por previsibilidade e transparência com um modelo completamente diferente das medidas adotadas até o momento, baseadas na diferenciação tributária entre estes e os combustí-

veis fósseis. A política tem por objetivo promover a descarbonização do setor de transportes no Brasil, tendo como base três instrumentos principais: a meta de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa, os Créditos de Descarbonização (CBios) e a Certificação de Biocombustíveis.

As metas anuais serão definidas para um período mínimo de dez anos, e as mesmas serão desdobradas, para cada ano corrente, em metas individuais, aplicadas aos distribuidores de combustíveis, proporcionalmente à participação de mercado do distribuidor na comercialização de combustíveis fósseis no ano anterior. A comprovação de atendimento à meta individual por cada distribuidor de combustíveis será realizada mediante a comprovação da quantidade de Créditos de Descarbonização em sua propriedade. Tais créditos serão emitidos pelos produtores ou importadores de biocombustíveis, os quais deverão certificar a produção ou importação.

Conforme determinado na lei do RenovaBio, as metas anuais foram definidas no prazo de 180 dias após a sanção da lei, o que ocorreu no dia 5 de junho de 2018, com a publicação da Resolução nº5 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). De acordo com a resolução, as metas definidas visam a redução de 10,1% na intensidade de carbono (definida em gramas de CO₂e/MJ) até 2028. Segundo o mesmo regulamento, as metas individuais aos distribuidores de combustíveis, serão definidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) até 1º de julho de 2019, para vigorar a partir de 24 de dezembro de 2019.

No dia 23 de novembro de 2018, a ANP regulamentou a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis e o credenciamento

de firmas inspetoras². A Resolução nº 758 estabelece os critérios, procedimentos e responsabilidades para concessão, renovação, suspensão e cancelamento do Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, além de definir os requisitos para o credenciamento de firmas inspetoras responsáveis pela Certificação de Biocombustíveis

Em relação aos Créditos de Descarboxinação (CBios), ainda está pendente o regulamento – de responsabilidade da ANP – que disporá sobre a emissão, o vencimento, a distribuição, a intermediação, a custódia, a negociação e demais aspectos. A lei que instituiu o programa deixa claro que a negociação dos CBios será feita em mercados organizados, contudo ainda não está definido como será o funcionamento do mercado destes papéis, de forma que este talvez seja o ponto mais complexo do programa.

O RenovaBio, desde o início, vem tramitando com relativa agilidade e as regulamentações previstas na Lei nº 13.576 estão sendo publicadas dentro dos prazos estabelecidos, o que confere credibilidade ao programa. Espera-se que, em 2019, o mesmo grau de atenção seja dado à definição dos pontos em aberto, para que a política de promoção de biocombustíveis seja plenamente implementada em 2020.

0 PROGRAMA COMBUSTÍVEL BRASIL

O Combustível Brasil foi lançado em fevereiro de 2017 com o objetivo de propor ações e diretrizes que garantissem o fornecimento de combustíveis

no país, estimulando a entrada de novos atores, em um ambiente de negócio seguro, objetivo e transparente do ponto de vista regulatório (MME, 2018)³. O programa nasce em um contexto de:

- importação crescente de derivados, sem a disponibilidade de infraestrutura adequada para tal;
- 5º maior mercado consumidor do mundo, com perspectiva de crescimento; uma produção doméstica de óleo bruto crescente e capaz de atender a demanda, se refinado;
- controle monopsônico do mercado por parte da Petrobras;
- carência de transparência e segurança na gestão do mercado de combustíveis.

A política foi estruturada em quatro eixos estratégicos, cada um atacando uma das principais problemáticas. Importante também mencionar que, ainda que o núcleo operacional do programa fosse a ANP, a EPE e o MME, a colaboração de diversas instituições, associações, juntas de classe, outros membros do governo, operadoras e fornecedoras foi crucial para a implementação das ações.

Entre março de 2017 e dezembro de 2018, o projeto percorreu uma série de etapas: a realização de workshops técnicos, para avaliação e discussão das propostas; consulta pública; elaboração de um relatório enviado ao Conselho Nacional de Política Energética contemplando todas as discussões bem como uma lista com 32 propostas para alavancagem do setor.

² As firmas inspetoras são organismos credenciados para realizar a Certificação de Biocombustíveis e emitir o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis e a Nota de Eficiência Energético-Ambiental, sendo esta o valor atribuído no Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, individualmente, por emissor primário, que representa a diferença entre a intensidade de carbono do combustível fóssil substituto e a intensidade de carbono do biocombustível, estabelecida no processo de certificação.

³ Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/combustivel-brasil/principal>

De posse do relatório, o CNPE publicou a resolução (nº15/2017), estabelecendo nove diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis no país e criou um comitê técnico (CT-CB) cujo propósito era avaliar a implementação das propostas, apresentar sugestões de renovação da legislação do setor e propor ações em consonância com as diretrizes apresentadas.

Na prática, o comitê continuou com a realização de reuniões, apresentações e discussões acerca das diretrizes, elaborando semestralmente um relatório de atividades, submetido ao CNPE (o último fora em dezembro de 2018).

Vale mencionar que, todas as problemáticas citadas persistem nos dias atuais. O país, inclusive, atravessou, em 2018, uma greve de caminhoneiros em protesto à precificação do diesel, escancarando os gargalos na infraestrutura de abastecimento do país. A política de preços da Petrobras, baseada em referências internacionais, também foi fator motivador de conflitos. A empresa até apresentou uma tímida iniciativa de diversificação da sua atuação no setor de refino (que poderia alterar a conjuntura do mercado de derivados do país), mas o modelo de *clusters* não parece um sucesso para muitos, inclusive para a nova administração.

O que se observa é que, mesmo diante do calendário atualizado e o acompanhamento fidedigno do programa ao seu cronograma inicial, as medidas não são eficientes em sua implementação, ou pelo menos ainda não foram. Espera-se que o novo governo enderece essas questões de forma mais ativa e assertiva, na busca pela correção

dessa que é uma das assimetrias mais impactantes para o consumidor final.

O PROGRAMA ROTA 2030

Apesar de ser mais especificamente voltado para a indústria automotiva, o programa Rota 2030 tem impactos no setor de combustíveis, uma vez que as suas definições direcionam a produção de modelos de automóveis e, com isso, a sua eficiência de consumo de combustíveis e, mais ainda, podem orientar a escolha do tipo de energia que abastecerá os motores nos próximos anos.

O programa de incentivo à indústria automotiva foi sancionado no dia 10 de dezembro de 2018 (Lei nº 13.755), após mais de um ano de discussões e negociações entre o poder público e os empresários e associações do setor. O Rota 2030 veio substituir o Inovar-Auto, que vigorou de 2013 a 2017, e promoveu ganhos de eficiência na frota brasileira, apesar de ter sido condenado pela Organização Mundial do Comércio (OMC) por aplicar uma tarifa excessiva sobre os veículos importados.

Dando continuidade à política anterior, o Rota 2030 tem como objetivo aumentar a competitividade da indústria automotiva brasileira, estimulando investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D), inovação, segurança veicular e eficiência energética. Nesse sentido, o programa estabelece requisitos obrigatórios para os novos veículos a serem produzidos no país nos próximos quinze anos. Tais requisitos referem-se à rotulagem veicular, eficiência energética e desempenho de tecnologias assistivas à direção⁴. O programa também prevê incentivos para os veículos híbridos

⁴ De acordo com o Decreto nº 9.557, de 8 de novembro de 2018, as tecnologias assistivas à direção são sistemas de assistência aos condutores desenvolvidos para automatizar, adaptar ou melhorar sistemas veiculares voltados à segurança ou à condução.

*flex*⁵, na forma de uma redução adicional de IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), o que é um avanço na direção da eletrificação da frota, seguindo a tendência mundial.

A definição de um cronograma com prazo mais longo, com três ciclos de cinco anos, traz segurança e previsibilidade ao setor. Outro ponto alto da política, os incentivos ao investimento em inovação não apenas aumentam a competitividade da indústria automobilística brasileira em relação aos demais países, mas também promovem ganhos para a sociedade, com a ampliação da oferta de veículos mais eficientes e seguros. Entre as críticas ao Rota 2030 estão a renúncia de receitas governamentais, que fazem grande falta nesse momento crítico de restrição orçamentária do país, e ao fato de que ele

não deverá promover a redução dos preços finais dos veículos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Não é novidade que políticas industriais no Brasil nem sempre geram os efeitos esperados, mas dado que os programas mencionados foram aprovados e já estão em fases de discussão, alguns até com regulamentações definidas, espera-se a continuidade dos mesmos, de forma a se alcançar a principal demanda de todos os setores industriais do país: a previsibilidade. O destravamento dos investimentos nas mais diversas áreas demanda clareza quanto ao futuro, sem deixar de lado a necessidade de regras rígidas e da gestão eficiente das políticas, de forma que se possa obter o maior retorno possível dos investimentos atraídos.



Fernanda Delgado é Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval e à Escola Superior de Guerra. 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. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, *Downstream*, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.

⁵ Veículos que possuem um motor elétrico e outro a combustão, sendo que o motor a combustão deve utilizar, alternativa ou simultaneamente, gasolina e etanol.



Tamar Roitman é Pesquisadora na FGV Energia. Engenheira química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestre pelo Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE/UFRJ. Possui pós-graduação em Gestão de Negócios de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Experiência como analista de orçamento na Vale SA e como estagiária na empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Como pesquisadora da FGV Energia, atua nas áreas de petróleo e biocombustíveis.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF e pós-graduando em Engenharia de Segurança do Trabalho pela Universidade Cândido Mendes. Engenheiro Químico formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), sua linha de pesquisa envolve a investigação de metodologias de auxílio a tomada de decisão dos impactos ambientais do descomissionamento de sistemas de produção *offshore*. Foi estagiário do laboratório de simulação de processos na Engenharia Química da UFF e participou de programa de iniciação científica no laboratório de físico-química computacional, também na UFF. Na FGV Energia, atua como pesquisador no setor de petróleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações *offshore*.



Fernanda Moraes é mestranda em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ com ênfase em Engenharia de Decisão e Gestão e pesquisadora pela COPPETEC na área de descomissionamento subsea e métodos multicritérios. Graduada em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Foi estagiária na Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP) na superintendência de Participações Governamentais e participou do Laboratório de Gestão Ambiental (UFF). Como pesquisadora da FGV Energia, atua na área de óleo e gás.

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



OPINIÃO

Aprendizado com a política de preços dos derivados de petróleo

Por Lauro Valdir de Souza*

Sem dúvida a política de preços de derivados no Brasil vem sendo muito discutida, principalmente, após a greve dos caminhoneiros. É importante analisar que fatores levaram ao acirramento entre a visão dos caminhoneiros, refinadores (no caso a PETROBRAS) e distribuidores de derivados de petróleo. Isto decorreu de um conjunto de razões que aconteceu de forma concomitante, senão vejamos:

1. Aumento dos preços do petróleo e dos combustíveis no mercado internacional concentrado em um período muito curto;
2. Embora o marco regulatório do segmento do mercado de derivados esteja aberto à competição desde 2002 - importações, exportações e preços - a PETROBRAS de 2003 a 2014 não teve autonomia para estabelecer suas políticas de preços de derivados. Neste período os preços foram controlados pelo Governo. Somente em 2009 foram praticados preços acima dos internacionais, após à crise econômica mundial de 2008. No período 2011-2014 quando retornaram os preços elevados do petróleo (atingindo mais de U\$ 140,00/bbl) os preços dos derivados no Brasil estiveram praticamente congelados neste período. A tragédia desta prática é bem conhecida: nenhum agente importava derivados porque os preços domésticos eram inferiores aos do exterior. Por outro lado, a PETROBRAS foi obrigada a abastecer o mercado com prejuízo, seja maximizando o processamento de petróleo em suas refinarias e complementando com importação de derivados;
3. Somente a partir de outubro de 2016 a PETROBRAS vem estabelecendo seus preços de acordo com a flutuação dos mesmos no mercado inter-

nacional; veja então que somente na gestão do Presidente Pedro Parente é que foi iniciada uma trajetória de política de preços que deveria ter sido iniciada em 2002, quando houve a abertura do mercado decorrente da vigência da lei 9478/97, que quebrou o monopólio estatal do petróleo, até então executado somente pela PETROBRAS (refino, importação e exportação de derivados dentre outros segmentos);

4. A política de preços da PETROBRAS, no entanto, extrapolou ao passar a realizar flutuações diárias dos preços (sem necessidade segundo os especialistas) e em patamares acima da paridade de importação. Esta prática gerou imprevisibilidade nas cotações dos preços pelas distribuidoras, nos postos de serviço e a nível dos caminhoneiros. Além de ociosidade na carga processada das refinarias da PETROBRAS;
5. A decisão de greve pelos caminhoneiros também foi influenciada pela menor demanda de transporte em consequência do baixo nível de atividade econômica no Brasil, que patina em passos lentos para sair de uma recessão econômica sem precedentes desde 2015-2016.

A pergunta que vem à tona é como evitar que ocorra nova ameaça ao abastecimento de derivados no país, tal como ocorreu na greve dos caminhoneiros em maio de 2018. O Governo Temer solicitou apoio da ANP para buscar uma solução, mas nada relevante foi proposto. Será que o CADE tem condições, como vem sendo mencionado na mídia, de propor alguma alternativa?

Alguns pressupostos são imprescindíveis para consolidar a política de preços de derivados de petróleo no Brasil:

1. Na medida em que o marco regulatório escolhido pela sociedade é mercado de livre concorrência e o país é dependente de importações de derivados, não tem sentido econômico estabelecer uma política de preços domésticos sem considerar os preços e as flutuações no mercado internacional; até pelo tamanho do mercado de derivados brasileiro (7º maior do mundo) e volume de importações necessárias; a alternativa seria criar subsídios? Vários países emergentes estão na direção inversa, realizando esforços para acabar com subsídios nos combustíveis (China, Indonésia, Malásia, Índia), como medida em linha com a busca de um mundo mais sustentável na área de energia (menores emissões);
2. A carga tributária dos derivados (gasolina e diesel) é muito elevada, muito próxima dos países desenvolvidos europeus e quando os preços ex-refinarias se elevam, os tributos contribuem para aumentar o impacto dos preços a nível do consumidor e isto é crítico quando ocorre uma coincidência de fatores, tal como no ano passado; neste componente dos tributos é que se pode buscar a utilização de um imposto compensatório flutuante, por meio de uma adaptação da CIDE-Combustíveis (Lei 10.336/2001), de forma que "se os preços se elevarem acima de um determinado % acordado nos preços ex-refinarias em um determinado número de dias (semanas ou meses), parte do aumento poderia ser coberto pela CIDE; em contrapartida, quando os preços baixarem em percentuais mais elevados que a "banda" acordada, parte do decréscimo nos preços iria para a CIDE e não para o consumidor. Embora a CIDE quando foi criada tinha por objetivo cobrir subsídios de derivados de petróleo e do etanol, bem como financiar infraestrutura de transporte, passaria a desempenhar esta função de pulmão, que é muito praticada em outros países.

Concluindo, na verdade a prática de preços livres é algo novo no Brasil e é natural que alguns ajustes de percurso tenham que ser desenvolvidos.

Se a sociedade, por meio de seus representantes no Congresso Nacional, decidiu que o mercado de livre concorrência é o que deve ser adotado então os órgãos reguladores têm que criar os mecanismos necessários para que haja a concorrência e os consumidores sejam beneficiados. No entanto, não devemos nos enganar que as empresas que atuam nos segmentos de refino e de distribuição de derivados de petróleo, em qualquer país, mesmo que não exerçam monopólios estatais, tendem a atuar de forma muito oligopolizada. Mesmo nos EUA isto ocorre. Um exemplo foi em 2015-2016 quando os preços de petróleo caíram para US\$ 40.00/bbl as margens de refino subiram muito, ou seja, houve condições para abocanhar parte da queda, não repassando ao consumidor. Em consequência, os lucros do segmento *downstream* das *Majors* privadas compensaram as perdas do E&P (algumas tiveram prejuízo como a Shell, por exemplo).

Outro exemplo de uma atuação oligopolizada, que está ocorrendo após a greve dos caminhoneiros, período em que os preços dos derivados de petróleo voltaram a cair, em decorrência da queda dos preços do petróleo (era quase US\$ 80.00/bbl e baixou para US\$ 55.00/bbl). As três maiores distribuidoras (BR, Raízen e Ipiranga) estão perdendo *market-share* para as menores (regionais e as denominadas de “bandeira branca”). Segundo analistas financeiros, esta perda de mercado é porque as três maiores distribuidoras estão incorporando parte das quedas dos preços ex-refinarias em suas margens. Por outro lado, as pequenas distribuidoras estão ganhando *market-share*, porque praticam melhores preços junto aos

postos de serviços, via importação de derivados. Será que este movimento está prejudicando os consumidores? Se a qualidade dos produtos importados for equivalente à das três grandes distribuidoras, os consumidores estão sendo beneficiados. Além disso, as pequenas distribuidoras estão se fortalecendo, o que é salutar para o mercado competitivo.

A prática de política de preços dos derivados no Brasil alinhada com os preços internacionais também é um pressuposto básico para a competitividade do segmento de biocombustíveis, que no período 2011-2014 passou por maus momentos com o fechamento de usinas face ao congelamento dos preços de gasolina e diesel. Mesmo que o modelo de negócios de etanol esteja atrelado à *commodity* do açúcar, onde o Brasil é o maior exportador mundial.

Embora a Petrobras detenha uma posição dominante como o único refinador do país, além de vantagens competitivas enormes porque produz petróleo e tem logística próxima aos principais pontos do mercado, não tem o poder do mercado. Ou seja, se praticar preços acima da paridade de importação – como ocorreu em 2018 – perde *market-share* e as refinarias ficam ociosas porque os seus clientes (distribuidoras) buscam a alternativa de importação. Enfim, a Petrobras tem que jogar o jogo em igualdade de condições com seus concorrentes. O que não pode acontecer é a Petrobras desempenhar um outro papel, que não esteja em linha com o mercado competitivo e com as orientações e regras dos órgãos reguladores.

Concluindo, a experiência recente tem sido muito rica, esperamos que este caminho seja consolidado na medida em que os pontos que merecem ajustes estão todos mapeados e a tomada de decisões não carece de uma revisão regulatória profunda.



Lauro Valdir de Souza – Graduado em Economia pela UFRGS em Porto Alegre; Pós-graduado em Planejamento do Desenvolvimento no IPEA/CENDEC em Brasília e MBA/Executivo da UFRJ/COPPEAD. Desenvolveu sua carreira na área de Planejamento Corporativo da Petrobras, onde trabalhou por 42 anos, iniciando como economista e por 36 anos atuando como gerente em diversas áreas; nos últimos 20 anos como gerente da área de planejamento estratégico; seu último cargo foi Gerente de Análise Estratégica, tendo participado da coordenação de todos os Planos Estratégicos da Petrobras, no período de 1999 a 2014. Atuou como Coordenador de Estudos do Comitê Brasileiro do WEC no período de 2015-2018. Foi representante do Brasil no Comitê de Estudos do WEC no período de 2016-18. Atualmente é Coordenador Regional - Brasil da ARPEL e participa de pesquisas e de consultorias na área de gestão e de energia.



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial

O mês de novembro de 2018 apresentou produção diária de 2,57 MMbbl/d, inferior aos 2,61 MMbbl/d produzidos em outubro (Tabela 2.1). A queda na produção ocorreu mesmo com a entrada do FPSO P-75 no campo de Búzios. Contudo, os serviços de manutenção no FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá, e nas plataformas P-18 e P-37 do campo de Marlim parecem ter sido os responsáveis pela variação mensal negativa.

Adiantamos nessa edição que a Petrobras divulgou (em janeiro de 2019) o seu levantamento anual da produção, com média de 2,53 MMboe/d produzidos no Brasil. A empresa dá destaque para as unidades que entraram em operação no ano (P-74 e P-75 no campo de Búzios, P-69 em Lula e o FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, em Tartaruga Verde), o sucessivo desenvolvimento do pré-sal, o aproveita-

mento recorde de gás (atingiu a marca de 96,6% no ano) e os desinvestimentos realizados, tanto no Brasil como no exterior. Ela ainda afirma que os números estão em linha com o planejamento de seu Plano de Negócios e Gestão.

A média de produção anual divulgada pela empresa revela que tais números não serão suficientes para evitar a 1ª queda em cinco anos na produção acumulada total de petróleo do país. Diante dos valores já divulgados do acumulado até novembro (861 MMbbl), adicionando a produção da Petrobras em dezembro (76,6 MMbbl), faltariam ainda 19,4 MMbbl para alcançar o acumulado de 2017, muito longe dos 5,6 MMbbl produzidos por outras empresas em novembro de 2018 (a título de comparação). Nem mesmo um recorde de produção das outras empresas seria capaz de reverter os números. Em grande parte o declínio, da bacia de Campos, não conseguiu ser suprimido pela ascendente produção em Santos, e as paradas programadas também contribuíram para a queda anual.

Na comparação anual, registrou-se queda de 4% em novembro (2018) com relação a produção de 2017 para este mesmo mês. Segundo dados da ANP, em novembro de 2018, 95,8% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 81% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.325 poços, sendo 704 marítimos e 6.621 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,7% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, a produção em novembro foi oriunda de 86 poços e chegou a 1,45 MMbbl/d de óleo e 58,4 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,82 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). A queda ocorreu tanto devido ao já mencionado campo de Sapinhoá e no campo de Lapa (operado pela Total). A entrada em produção da P-75 no campo de Búzios traz uma boa expectativa para a produção no polígono, que deve aumentar em dezembro.

A mudança na gestão pública com o novo governo eleito trouxe consigo uma série de novas caras para o setor de óleo e gás e, com elas, novos posicionamentos e orientações. O novo Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, sinalizou (em seu discurso de posse) que aprimorará o marco regulatório da partilha da produção, incentivando a entrada de investidores e, conseqüentemente, colhendo maiores retornos econômicos e sociais. Em outra ocasião, o ministro declarou que dos R\$ 1,8 trilhão de reais anunciados para o setor energético até o ano de 2027, 78% serão dedicados ao setor de óleo e gás. Ele atribuiu os vastos investimentos ao

desenvolvimento do pré-sal, as novas tecnologias de exploração e produção, ao aumento da demanda por gás natural e a conseqüente infraestrutura necessária para viabilizar tais ativos.

Também em sua posse, o novo presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, declarou uma série de itens que estarão presentes em sua agenda: o reposicionamento da empresa no setor de refino, a flexibilização do domínio (hoje existente) da empresa na cadeia produtiva como um todo, a correção de assimetrias, a renegociação de dívidas, a modernização da empresa e o fim dos subsídios na precificação de combustíveis. São medidas pró-mercado muito ansiadas por todos. Contudo, precisam estar em linha com a regulamentação do setor, a depender de entes como o MME, a ANP e o CNPE.

Com relação as rodadas de licitação de áreas de petróleo, a Petrobras manifestou ao CNPE interesse em exercer seu direito de preferência pela operação de três das quatro áreas¹ que serão ofertadas na 6ª rodada de partilha. Com relação aos outros blocos, a empresa afirmou que poderá participar, ou não, como operadora ou concessionária.

Já para a revisão do contrato da cessão onerosa, a Petrobras e o governo federal caminham para uma solução dos termos pendentes. Em minuta de aditivo do contrato enviada ao TCU, a estatal receberia cerca de US\$ 14 bilhões pela revisão do acordo o que, na visão da petroleira, consolida um dentre outros cenários já discutidos. O novo governo trabalha, logicamente, para reduzir esse patamar, mas o texto segue em análise pelo TCU.

¹ Os blocos de interesse foram: Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário.

Ainda com relação a Petrobras, a empresa segue em linha com seu plano de negócios no tocante a seu programa de desinvestimentos. A companhia emitiu comunicado à ANP afirmando ter interesse em se desvencilhar de 70% das suas 254 concessões, entre campos maduros terrestres e de águas rasas. Toda-

via, o processo de desinvestimento necessita consistente segurança jurídica para obter sucesso. As companhias nacionais e internacionais interessadas nos ativos não podem depender de liminares que possam suspender suas aquisições como os recentes entraves impostos pelo STF.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
Produção	2.567.391,3	-5,0%	860.688.898,4
Consumo Interno	1.653.703,9	-5,6%	556.127.461,3
Importação	75.624,0	-78,6%	61.858.259,5
Exportação	1.125.358,9	-29,6%	381.598.732,2

*Acumulado nos últimos 12 meses.

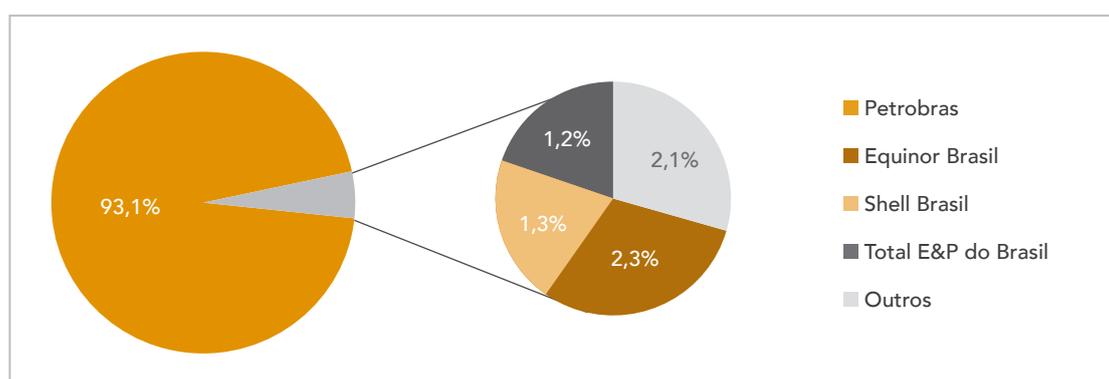
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,3% (em relação ao mês anterior). Um melhor aproveitamento dos poços em Peregrino (dado que o número total dos mesmos diminuiu) justifica o incremento. A empresa norueguesa declarou, junto à ANP, indício de óleo em Norte de Carcará (poço 3-EQNR-1-SPS). O plano de perfuração durou pouco mais de dois meses. O prospecto de Norte de Carcará, somado ao BM-S-8, também operado pela Equinor, têm volume estimado de até 3,5 BBOE (de acordo com estimativas da empresa e da ANP).

A Shell apresentou leve redução na produção de Argonauta e Ostra, levando seu patamar a 1,3% de campos operados. A empresa já contratou a sonda da Constellation Oil Services (antiga QGOG) Brava Star para realizar os serviços de perfuração em Sul de Gato do Mato e em Alto de Cabo Frio Oeste, mas aguarda licença do Ibama. A companhia também já submeteu à ANP plano de perfuração para o bloco de Saturno.

Por fim, a Total reduziu a 1,2% sua porcentagem de operação no país com a redução do número de poços e produção dos mesmos no campo de Lapa.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2018.

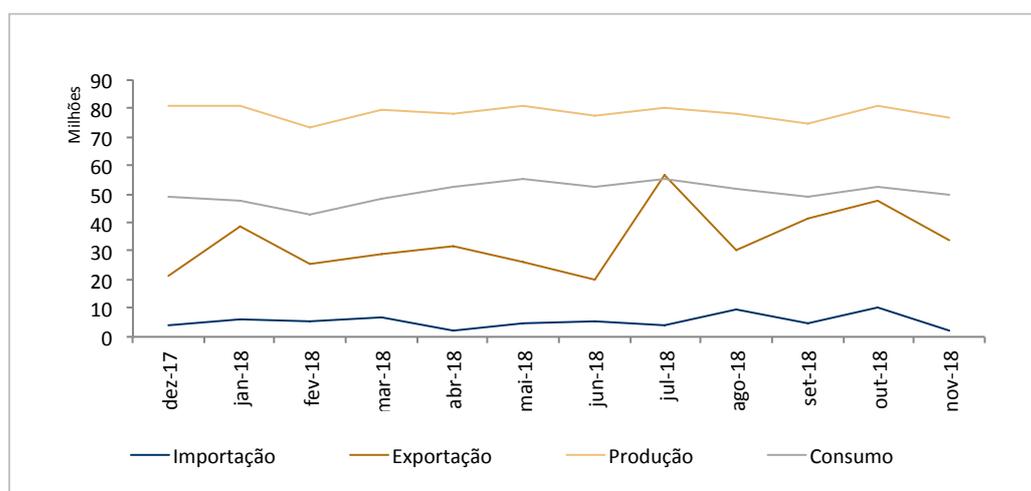
A Figura 2.3 mostra as principais concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de novembro.

Ainda se tratando do investimento de IOCs na perfuração, segundo levantamento do canal BE Petróleo (2018)², o Ibama concentra mais de 30 pedidos para campanhas de perfuração, muitos deles nas bacias de Santos e Campos. Além dos já mencionados blocos da Shell e da Equinor, a BP Energy entrou com pedido para o bloco de Pau Brasil e a ExxonMobil com o bloco de Titã, além de outros seis blocos adquiridos sob concessão. Existem ainda os projetos de revitali-

zação de Marlim e Voador da Petrobras e o pedido para exploração do setor SC-AP3, também da estatal.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em novembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo reduziu (ainda que o consumo tenha caído a uma taxa levemente mais rápida que a produção). Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se forte queda em ambos os índices, que vinham em uma trajetória crescente. As oscilações na cotação do dólar e dos preços de referência justificam os índices.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (Bbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de novembro, atingindo o valor de US\$ 64,75/bbl. O WTI também teve queda brusca e chegou ao valor de US\$ 56,96/bbl em novembro.

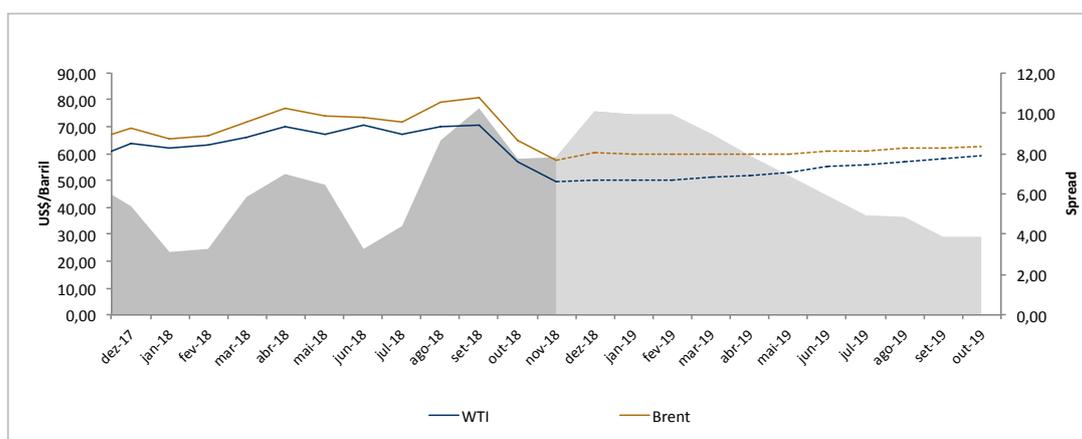
Contudo, é importante adiantar que ainda que os preços tenham permanecido em queda até o fim do ano, eles tornaram a crescer no início de 2019. Os cortes já anunciados pela OPEC+ (incluindo a Rússia), uma sinalização da IEA sobre a expectativa de aumento na demanda e a possível atenuação da guerra comercial entre EUA e China (maior

² <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/ibama-avalia-mais-de-30-pedidos-de-perfuracao/>

consumidor de petróleo do mundo) impulsionaram o mercado financeiro e os preços de referência internacional do óleo cru. De fato, a manutenção de preços em patamares elevados já é interessante para os Estados Unidos, em sua nova condição de exportadores de petróleo. A informação vem de uma projeção da EIA que aponta o país com uma balança comercial líquida positiva para o último

quarto desse ano. A mudança é tão substancial que o país passa de um cenário negativo de 9,4 MMbpd em sua balança comercial há uma década para um saldo positivo de 1,2 MMbpd em 2020, uma média de praticamente 1 MMbpd de incremento a cada ano. A Figura 2.5 apresenta a variação dos preços de referência nos últimos meses e uma projeção para os próximos.

Figura 2.3: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em novembro, o cenário por estado foi predominantemente negativo, tanto para as áreas *onshore* quanto *offshore*. De fato, apenas a produção marítima de Alagoas e Rio Grande do Norte apresentaram aumento em relação a outubro. Espera-se que o forte predomínio do eixo Rio-São Paulo prevaleça por muitos anos no país devido a exploração da região do pré-sal. Entretanto, está no planejamento da Petrobras o desenvolvimento de recursos em águas profundas

na bacia de Sergipe-Alagoas, elevando potencialmente a produção local.

Também positivo para outras regiões, os pedidos de perfuração no país apontam para investimentos em várias outras bacias, requisitados por empresas de pequeno a grande porte. Uma dessas empresas, a Eneva, divulgou reservas da ordem de 25 bilhões de m³, a maior parte delas na bacia do Parnaíba (mas com ativos também no Amazonas).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.519	-3,2%	853.028
	Offshore	142	32,3%	39.692
AM	Onshore	20.016	-2,9%	6.850.724
BA	Onshore	28.808	-2,7%	9.690.239
	Offshore	545	-0,1%	179.273
CE	Onshore	995	-6,7%	354.727
	Offshore	4.447	-2,4%	1.447.349
ES	Onshore	9.108	-0,1%	3.291.719
	Offshore	315.896	-9,4%	108.805.243
MA	Onshore	40	-60,0%	15.230
RJ	Offshore	1.844.460	-2,2%	602.781.512
RN	Onshore	35.049	-2,1%	11.737.036
	Offshore	5.098	6,8%	1.721.260
SP	Offshore	284.113	-16,4%	106.783.059
SE	Onshore	11.621	-4,0%	4.482.784
	Offshore	4.536	-10,1%	1.656.023
Total		2.567.391	-5,0%	860.688.899

*Acumulado nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados diários consolidados para os derivados de Petróleo. Em novembro de 2018, motivados pela queda na cotação do dólar e dos preços de referência internacionais, a Gasolina e o GLP obtiveram alta considerável nos seus índices de importação. O Diesel S10, como ainda estava sob efeito do programa de subvenção, não

acompanhou os outros combustíveis e registrou queda nas importações. Para este combustível, todos os indicadores analisados foram negativos no mês. Com relação aos preços de referência, o GLP foi o único combustível em análise que teve um preço de realização interna superior ao de referência. A Figura 2.6 traz um histórico comparativo desses preços.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
Gasolina A	Produção	384.316	-9,8%	137.102.048
	Consumo	472.343	1,1%	160.468.982
	Importação	40.986	124,9%	16.483.747
	Exportação	74.798	31,2%	7.489.652
Diesel S10	Produção	752.073	-6,5%	241.746.963
	Consumo	893.847	-6,4%	290.065.262
	Importação	191.452	-18,2%	64.097.857
	Exportação	406	-38,5%	5.935.094
GLP	Produção	126.678	-6,7%	43.155.193
	Consumo	229.608	-3,0%	76.675.339
	Importação	99.957	117,3%	2.998.699
	Exportação	0	-	5.690
QAV	Produção	105.586	3,0%	40.436.641
	Consumo	122.788	-2,5%	44.767.023
	Importação	27.404	-32,7%	4.802.700
	Exportação	21.902	139,8%	681.622
Óleo Combustível	Produção	163.013	-6,3%	67.103.781
	Consumo	34.007	0,5%	14.706.152
	Importação	15.618	-	2.150.632
	Exportação	130.789	-4,3%	32.901.055

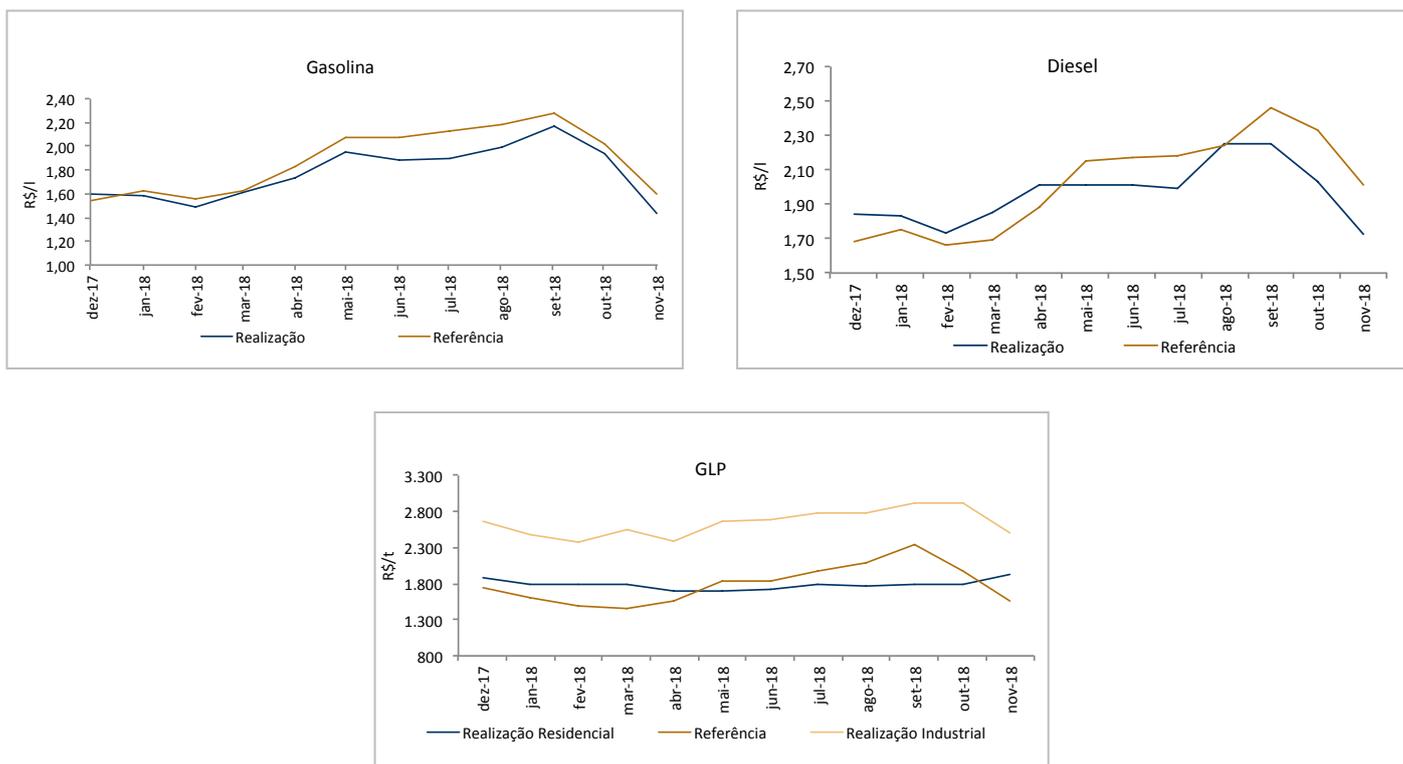
*Acumulado nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A flexibilização do setor de refino ganhou novo aliado. O Cade recomendou a venda, em sua totalidade, das quatro refinarias que a Petrobras mantinha em seu programa de desinvestimentos. A

recomendação veio fruto do trabalho de um Grupo Técnico formando junto à ANP. Houve também a sinalização de que desinvestimentos na região Sudeste seriam bem-vindos.

Figura 2.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



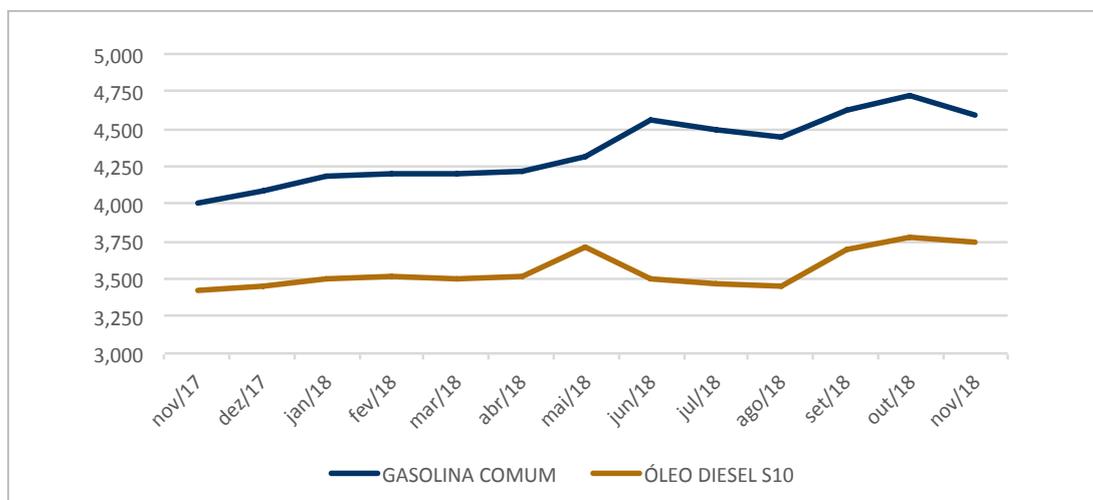
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Concomitantemente, em novembro de 2018, os preços para gasolina comum e diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil também sofreram queda. A Figura 2.7 apresenta um histórico anual desses preços. Efeitos do aumento dos preços e reflexos da crise dos caminhoneiros levaram as empresas a observar de forma diferente o transporte via cabotagem no país. As empresas aumentaram maciça-

mente seus volumes transportados, tanto em relação ao período pós-greve como comparando com o ano anterior. O tabelamento do frete rodoviário foi um dos principais fatores para o ocorrido. A propósito, o custo do frete por cabotagem naturalmente já é até 20% menos dispendioso que o rodoviário, embora corresponda por apenas 11% da movimentação de cargas do país (Guia Oil&Gas, 2018)³.

³ http://www.guiaoilegas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=1076362

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R\$)



Fonte: ANP, 2018.

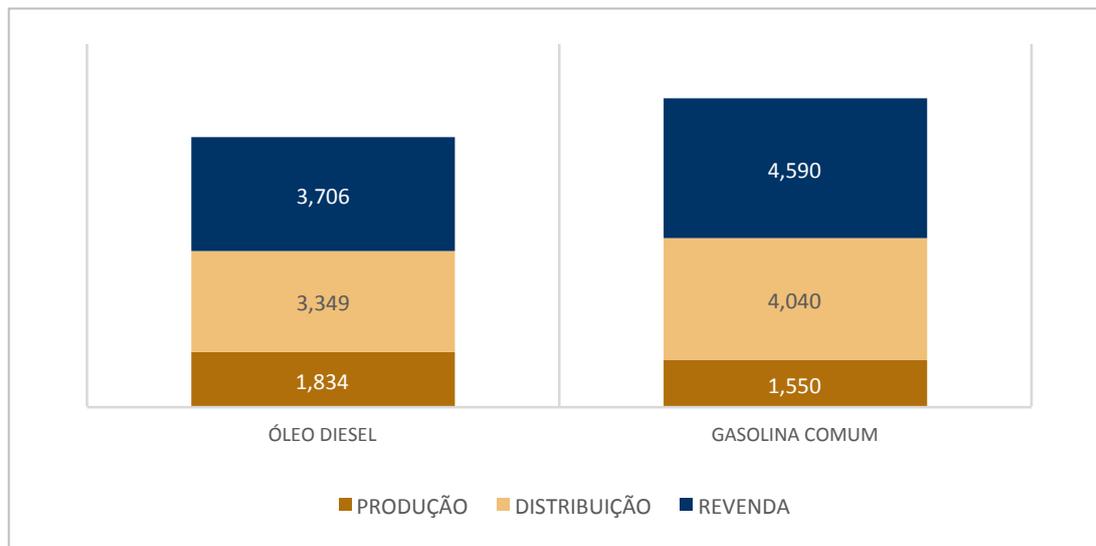
C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

Sobre a política de preço da Petrobras, o preço da gasolina ao produtor caiu 25,7% em novembro, o menor nível desde outubro de 2017, motivado pela desvalorização do dólar e pela forte queda do preço de referência internacional, que levou o mecanismo de preço a flutuar para baixo. Entretanto, não se pode dizer que o mesmo efeito foi sentido na bomba pelos consumidores. Na distribuição, a redução foi de 5,3% entre outubro e novembro e na revenda, apenas 2,7%.

A Petrobras reviu sua política de preços para o diesel. A empresa continuará seguindo a paridade internacional do derivado e do câmbio, mas permitirá períodos de estabilidade do seu preço (limitados a sete dias consecutivos). Dessa forma, a empresa buscará amortizar o preço em momentos de instabilidade e alta volatilidade do mercado (Agência Petrobras, 2018)⁴. É importante mencionar que o ajuste refere-se apenas ao preço do produtor, a ser acrescido o preços do biodiesel e as margens de distribuição e revenda, bem como os impostos. O início da medida coincide com o fim do subsídio aplicado pelo governo, reflexo da greve dos caminhoneiros.

⁴ https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980713&p_editoria=8

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em novembro (média nacional em R\$)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME.



Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO⁵

No mês de outubro de 2018, foi registrada a maior produção de gás natural, 117 MMm³/d, acréscimo de 3,7% referente ao mês anterior. Este aumento está associado a plataforma de Mexilhão, que teve um acréscimo de 3 MMm³/d de produção de gás de setembro para outubro (2018). O campo de maior produção de gás natural foi o de Lula, 37,87 MMm³/d. A produção indisponível, proveniente

da reinjeção, queima e consumo interno decaiu 8,2%, totalizando 52,4 MMm³/d. Com o aumento da produção bruta e a diminuição da produção indisponível, a oferta de gás natural aumentou em 24% em relação a setembro de 2018, permitindo a disponibilidade de 64,6 MMm³/d de gás natural. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-18	out-18/set-18	Média Anual*
Prod. Nacional Bruta	117,0	3,7%	112,0
Produção Indisponível	Reinjeção	-11,2%	33,5
	Queima	-3,2%	3,6
	Consumo interno em E&P	-0,8%	13,6
	Subtotal	52,4	-8,2%
Oferta de gás nacional	64,6	24,0%	56,9
Oferta nacional/Prod. Bruta	55,2%	19,7%	50,8%

*Média dos últimos 12 meses

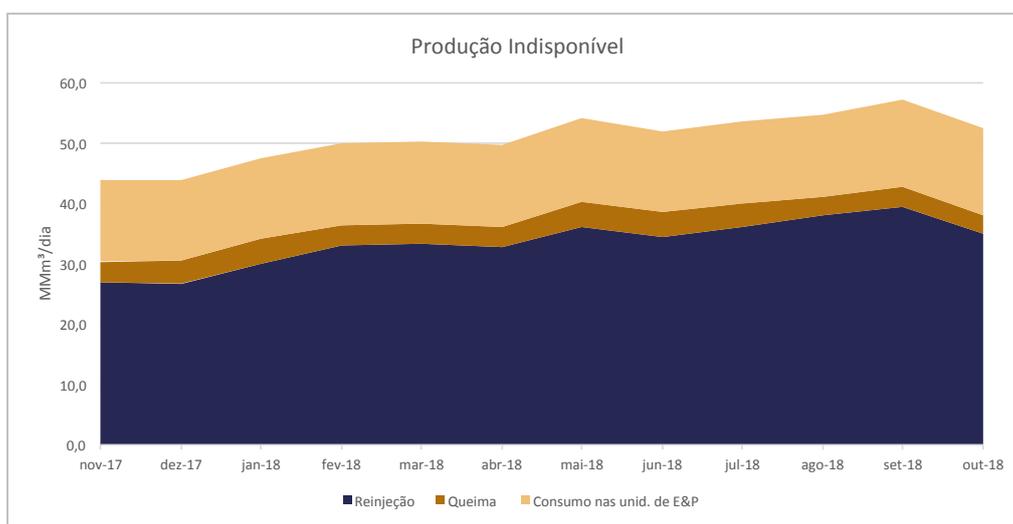
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

⁵ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

Tanto a reinjeção de gás quanto a queima e o consumo interno tiveram um decréscimo na utilização do gás natural respectivamente em 11,2%,

3,2% e 0,8% em relação ao mês de setembro de 2018. No Gráfico 3.1 pode-se observar a produção indisponível nos últimos 12 meses.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O volume de importação de gás natural teve uma grande queda, de 37,3%, (Tabela 3.2) proveniente da diminuição da importação de GNL. A quantidade de GNL, que em setembro foi de 23,2 MMm³/d, em de outubro foi de 3,7 MMm³/d.

A queda de 83,9% de GNL referente ao mês de setembro de 2018 ocorreu pelo menor consumo de gás natural nas termelétricas em função do quadro hidrológico favorável.

Apesar do volume de importação ser volátil, a capacidade de regaseificação no Brasil deve aumentar 42 MMm³/d nos próximos 10 anos (EPE, 2018). Isto irá ocorrer após a conclusão de construção dos terminais de Barra dos Coqueiros em Sergipe, onde está prevista a construção da térmica Porto de Sergipe I

(com demanda máxima de 6 MMm³/d) e São João da Barra, no Rio de Janeiro para abastecer as UTEs Novo Tempo e GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d cada uma), como prenuncia o Plano Decenal de Energia 2027⁶. Deste modo, a capacidade de excedente de 24 MMm³/d poderá ser disponibilizado ao mercado. No entanto, para disponibilizar esse potencial ao mercado, é necessário a construção de um gasoduto de transporte de 20 km em Sergipe e outro de 40 km, em São João da Barra.

O gás natural importado da Bolívia registrou um aumento de 6,8% perante ao mês anterior, estando acima da média dos últimos 12 meses. Analisando o Gráfico 3.2, verifica-se a oferta total de gás no mercado nacional, mostrando a oferta nacional e a importação de gasoduto e GNL.

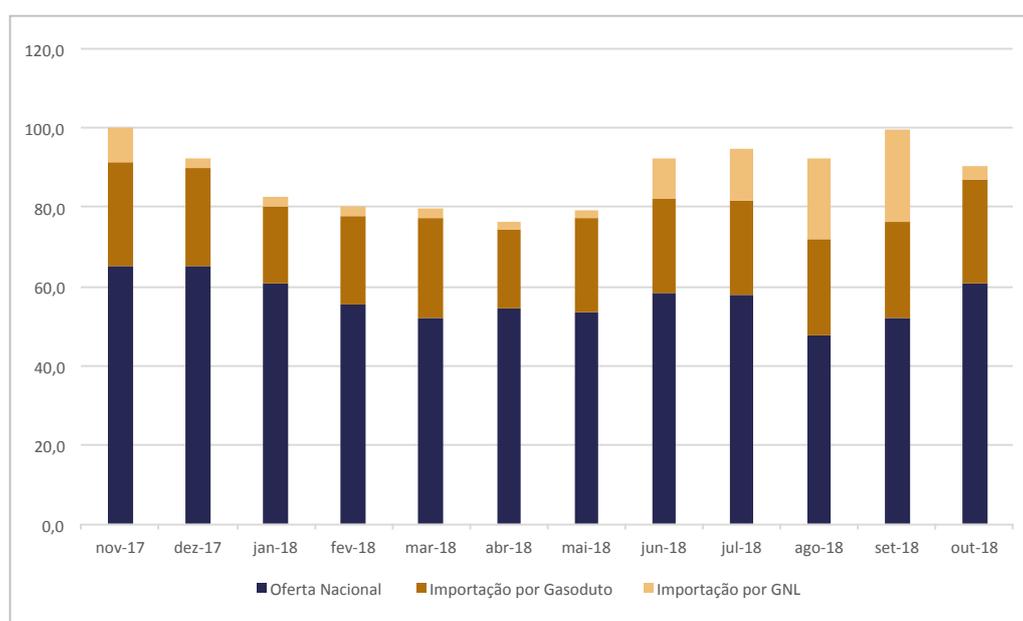
⁶ Maiores informações em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_ aprovado_OFICIAL.pdf

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

	out-18	out-18/set-18	Média Anual*
Gasoduto	26,1	6,8%	23,7
GNL	3,7	-83,9%	7,8
Total	29,9	-37,3%	31,5

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

No mês de outubro foram disponibilizados ao mercado o volume total de 94,5 milhões de m³/dia, sendo 64,6 MMm³/d proveniente da oferta de gás nacional e 29,9 MMm³/d vindo da importação de gás.

Uma alternativa para a instalação de novos gasodutos no Brasil seria a utilização do gás associado dos campos de pré-sal para utilização nas termelétricas de gás natural na base. Somente o segmento industrial não é suficiente para viabilizar novos gasodutos, também pelo lento desenvolvimento da nova infraestrutura de escoamento. As térmicas têm um consumo em larga escala e o tempo para construção é de três a quatro anos. Além disso, há

ainda muitos desafios técnicos e econômicos para o aproveitamento comercial do gás do pré-sal. Dentre eles pode-se destacar o desafio do acesso ao mercado de gás natural, a existência de especificações técnicas do gás de pré-sal que resultam em elevados custos de oferta, além do aumento do custo pela distância da costa e os altos níveis de contaminação de CO₂.

A necessidade de implantar novos gasodutos se faz ainda caso o mercado se desenvolva de forma mais rápida, já que grande parte da capacidade dos gasodutos de transporte existentes está contratada para o escoamento da produção da Petrobras⁷.

⁷ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/termicas-na-base-podem-viabilizar-novos-gasodutos/>

B) CONSUMO

O gás natural consumido no país apresentou um decaimento de 8,2% referente ao mês anterior, sendo consumido um total de 85 MMm³/dia, devido principalmente ao menor consumo por parte do segmento de geração de energia elétrica, que consumiu 32,5 MMm³/d, 21,8% a menos que o mês de setembro de 2018, referente a uma melhora das chuvas e o consequente desligamento das térmicas mais caras.

O setor comercial manteve o nível de consumo, já o setor residencial também teve uma queda considerá-

vel de 13,1%, se mantendo na média anual. O setor industrial, automotivo e cogeração houve um acréscimo. Os volumes consumidos em cada uma destes segmentos foram de 40,1; 6,4 e 3 MMm³/d, respectivamente, como pode ser mostrado na tabela 3.3.

No gráfico 3.3 os volumes de consumo comercial, residencial e cogeração se mostram estáveis. O consumo automotivo obteve um leve crescimento a partir da greve dos caminhoneiros seguido dos maiores consumidores, os segmentos industrial e geração de energia elétrica.

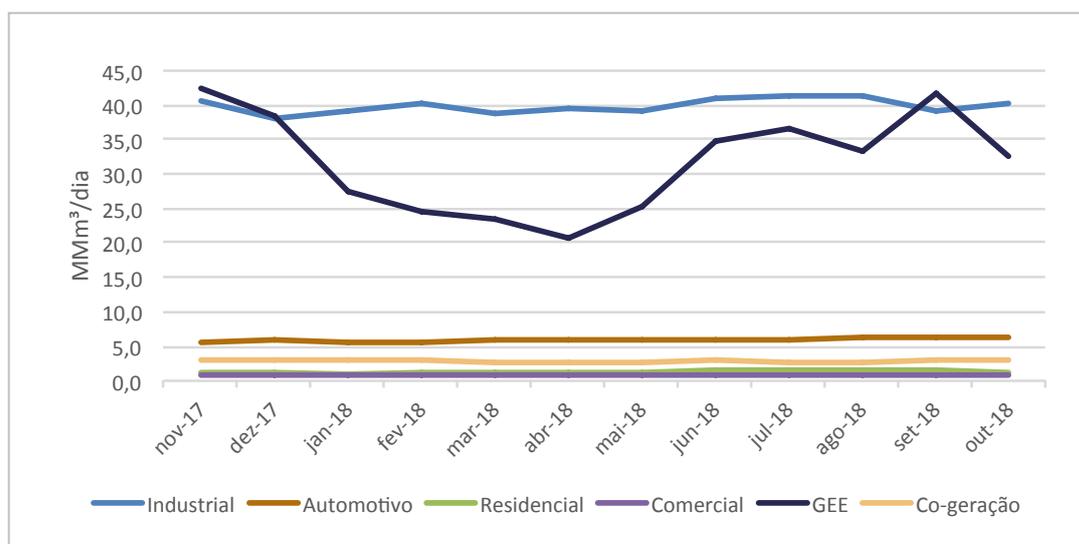
Tabela 3.3: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-18	out-18/set-18	Média Anual*
Industrial	40,4	3,4%	40,0
Automotivo	6,4	1,6%	5,9
Residencial	1,3	-13,1%	1,3
Comercial	0,9	0,0%	0,8
GEE	32,5	-21,8%	31,8
Cogeração	3,0	4,2%	2,9
Total	85,0	-8,2%	82,6

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.3: Oferta total de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

De acordo com os especialistas, a projeção do consumo de energia aumentará nos próximos anos. Segundo previsões de instituições financeiras, espera-se que o PIB brasileiro aumente 2,55% em 2019 e uma alta de 2,5%/ano em 2020 e 2021. Em conformidade com os dados, o país estará retomando o crescimento e a alta do consumo de energia elétrica é previsível. Nesse caso, o país precisa fomentar outras fontes capazes de garantir o atendimento dessa demanda.

A estimativa da EPE é de que a partir de 2022 apareça a necessidade de oferta para a complementação de potência, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027. Ainda segundo a EPE, essa necessidade de complementação é acentuada pelo horizonte de crescente incorporação das chamadas novas energias renováveis (eólica e fotovoltaica) no parque de geração. Diante desse cenário é importante o Brasil reavaliar sua estratégia de energia. De acordo com Salomon (2018)⁸, a inserção de térmicas a gás natural na base do sistema elétrico é a melhor alternativa para a geração da potência. Além de ganhar segurança energética, reduz o custo da geração, aperfeiçoa o planejamento do sistema elétrico, além de preservar os reservatórios hídricos.

Do ponto de vista econômico essa medida faz sentido. O mercado internacional experimenta uma

ampla oferta de GNL e o país já conta com terminais de regaseificação, infraestrutura que poderia ser mais bem utilizada. Com um planejamento energético adequado, o Brasil poderia otimizar o uso de GNL, deixando de comprar a molécula no mercado spot em que os preços são mais altos e passando a adquiri-la com uma maior previsibilidade, a valores mais competitivos.

C) PREÇOS

Avaliando o preço do gás natural no mercado internacional, todos obtiveram acréscimo no preço. O valor nos Estados Unidos, Japão e na Europa foram de 3,3 US\$/MMBTU, 11,7 US\$/MMBTU e 9,5 US\$/MMBTU, respectivamente.

O preço do gás comercializado nacionalmente também apresentou acréscimo em todos os segmentos. O gás via gasoduto Brasil-Bolívia teve um aumento de 7,8% referente a setembro de 2018, fechando em 7,8 US\$/MMBTU.

Os valores para o GNL, o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e o city gate em relação ao mês de setembro de 2018 foram respectivamente de 9,8; 4,2 e 7,9 US\$/MMBTU, como é possível observar na Tabela 3.4.

⁸ Maiores informações em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53085277/pais-precisa-firmar-termicas-a-gas-para-aumentar-sua-seguranca-energetica>

Tabela 3.4: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	out-18	out-18/set-18	Média Anual*
Henry Hub	3,3	9,3%	2,99
GNL no Japão	11,7	2,9%	10,00
NBP¹	9,5	0,7%	7,59
GNL no Brasil²	9,8	3,2%	8,18
Gás Importado no Brasil³	7,8	7,8%	6,69
PPT⁴	4,2	0,8%	4,31
No City Gate	7,9	9,0%	7,60
GNV	20,5	10,4%	16,00
Indústria - 2.000 m³/dia⁵	16,8	9,5%	16,47
Indústria - 20.000 m³/dia⁵	14,8	9,5%	14,46
Indústria - 50.000 m³/dia⁵	14,3	9,5%	13,95

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

¹ National Balancing Point (UK) ² Preço FOB ³ Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

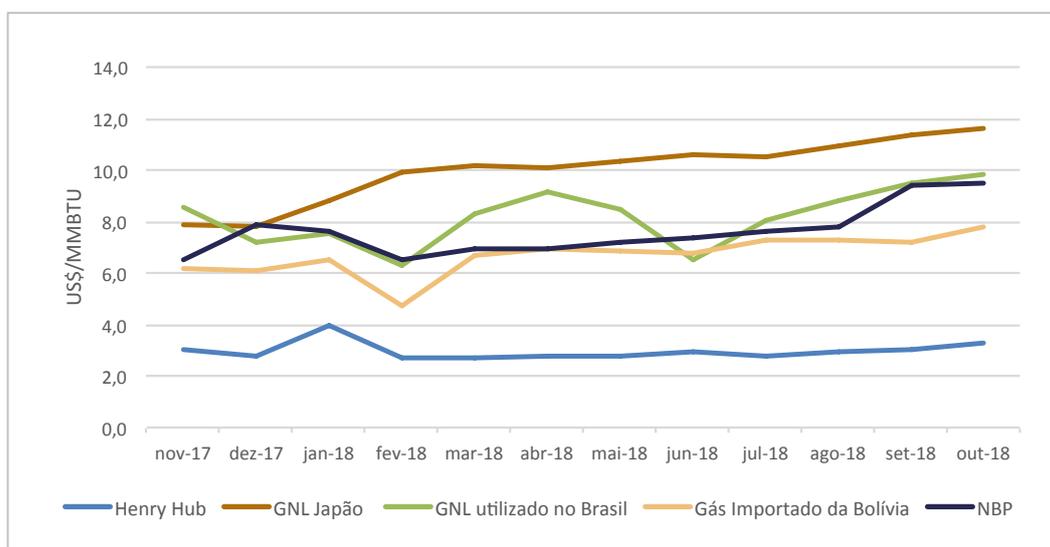
* Média dos últimos 12 meses

Os preços para o consumidor final também aumentaram em todas as categorias. Para o GNV o valor foi de 20,5 US\$/MMBTU, muito acima da média anual de 16 MMm³/d. Para a Indústria o aumento foi 9,5% referente a setembro de 2018 para todos os segmentos, 2.000, 20.000 e 50.000 m³/dia,

com os valores de 16,8; 14,8 e 14,3 US\$/MMBTU, respectivamente.

No Gráfico 3.4 pode-se ver o histórico comparativo dos últimos 12 meses a variação dos preços de gás natural internacionais e do Brasil.

Gráfico 3.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Com o resfriamento da demanda por parte da China, o preço do GNL vendido no mercado *spot* da Ásia sofreu uma queda e de acordo com o relatório da Wood Mackenzie o valor pode chegar a 8,50 MMm³/d. Com isso, a tendência é que alguns países da Europa absorvam essa oferta e que o combustível aporte também nos terminais brasileiros com valores abaixo do valor atual. Isto porque o país deve manter elevados os níveis de compras do combustível frente a um quadro de menor disponibilidade do gás proveniente da Bolívia e a uma eventual repetição de um cenário hidrológico adverso⁹.

D) MAIORES INFORMAÇÕES

A chamada pública da TBG para a contratação da capacidade do Gasoduto Brasil-Bolívia foi adiada. De acordo com a ANP o cronograma previsto era para ser concluído em julho (2019), porém com o atraso o processo só será encerrado em outubro (2019). A principal alteração está na consulta pública do edital da TBG, que deveria ter sido realizada nos meses de dezembro e janeiro e acabou ficando para os meses de fevereiro e março (2019). A partir de então os demais passos também foram alterados. Essa mudança pode afetar a chamada pública de suprimento das distribuidoras localizadas no Centro-Sul, diretamente atendidas pelo gás boliviano.

A chamada da TBG é considerada o primeiro passo para o processo de implantação do regime de reserva de capacidade no Brasil (por entradas e saídas), em consonância com os resultados do programa Gás para Crescer, permitindo que diversos novos carregadores reservem capacidade e utilizem os serviços de transporte de forma flexível e transparente¹⁰.

Em dezembro de 2018, o ex-presidente Michel Temer assinou um Decreto que implementa algumas das propostas da iniciativa Gás para Crescer, que não dependem de modificação da Lei. O Decreto permite a instituição de um Sistema de Transporte de Gás Natural, a fim de possibilitar sua operação de forma coordenada, e cria um novo sistema de contratação de transporte de gás, que deve aumentar a competição entre os agentes (MME, 2018)¹¹. Além disso, permite à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) dar diretrizes para que os próprios agentes estabeleçam códigos comuns de acesso à infraestrutura, amparados nas boas práticas internacionais, visando maior eficiência. Também deixa a cargo da ANP a fixação de critérios de autonomia e independência entre a atividade de transporte e demais atividades do setor, assegurando aos transportadores os direitos decorrentes dos contratos vigentes.

⁹ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/queda-de-precos-do-gnl-beneficia-diretamente-o-brasil/>

¹⁰ <http://www.anp.gov.br/noticias/5014-anp-divulga-cronograma-atualizado-de-chamada-publica-para-contratacao-da-capacidade-de-transporte-no-gasbol>

¹¹ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/presidente-temer-assina-decreto-que-implementa-propostas-do-gas-para-crescer;jsessionid=E6F182ADF5CBD5139036748386347CCB.srv155



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

A produção total de etanol (anidro e hidratado) somou 2,2 bilhões de litros em novembro/2018, e 31,8 bilhões de litros no acumulado de janeiro a novembro. A produção do biocombustível, em 2018, superou em 15,8% o mesmo período de 2017, como consequência da maior destinação da cana-de-açúcar para a produção de etanol, em função da redução de preços do açúcar no mercado internacional.

A estimativa da Conab indica uma produção de etanol em torno de 32,3 bilhões de litros, um aumento de 18,6%, em relação ao ano de 2017 (27,2 bilhões de litros). Enquanto a produção do hidratado está estimada em 21,6 bilhões de litros, um recorde histórico, a produção de etanol anidro (misturado à gasolina), deve ficar em 10,7 bilhões de litros, 2,3% abaixo do ano anterior.

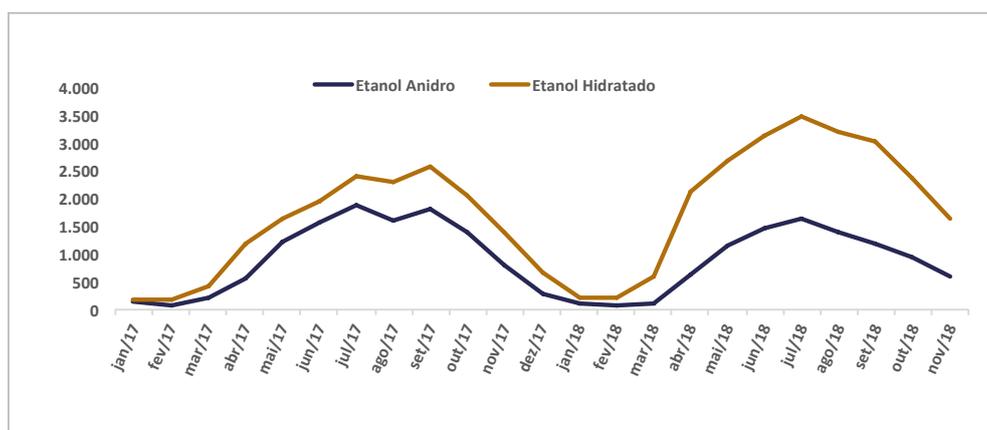
Em novembro/2018, foram produzidos apenas 593,3 milhões de litros de etanol anidro e 1,6 bilhão de litros de hidratado, volumes 36,6% e 29,9% inferiores ao mês anterior (outubro/18), respectivamente, em função da proximidade do encerramento da safra 2018/19 de cana da região Centro-Sul. Na comparação com o mês de novembro de 2017, a produção de anidro registrou queda de 27,2%, enquanto a produção de hidratado aumentou em 19,2%. No acumulado de janeiro a novembro, a produção de etanol anidro, em 2018, ficou 18,0% abaixo do mesmo período de 2017, e a de etanol hidratado acumulou alta de 39,2%. O etanol hidratado se manteve competitivo frente à gasolina durante boa parte de 2018, mais especificamente a partir do mês de maio, logo após o início da safra 2018/19, contribuindo para o aumento do consumo e da oferta do biocombustível.

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

Biocombustível	nov-18	acum-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	593,3	9.225,1	-36,6%	-27,2%	-18,0%
Etanol Hidratado	1.646,0	22.563,9	-29,9%	19,2%	39,2%
Total Etanol	2.239,3	31.789,0	-31,8%	2,0%	15,8%
Biodiesel	479,1	4.862,6	-4,2%	23,8%	24,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



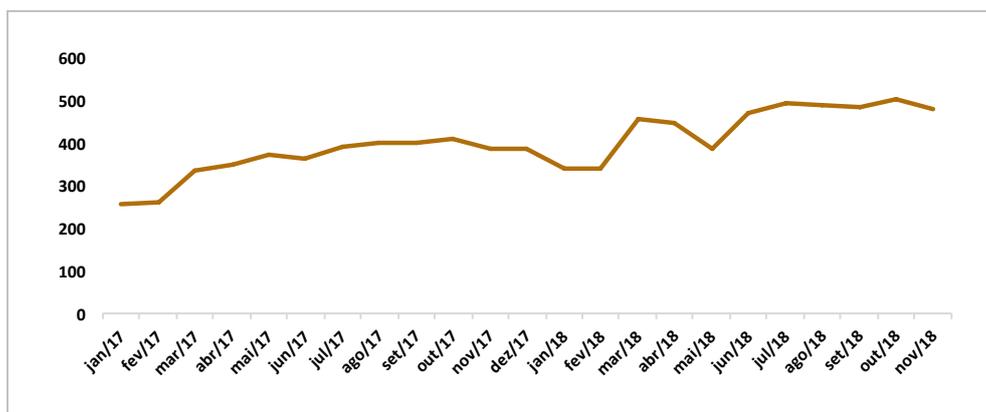
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em novembro/2018, foram produzidos 479,1 milhões de litros de biodiesel, volume 4,2% abaixo dos 500,2 milhões de litros produzidos em outubro (recorde de produção do biocombustível). Ainda assim, a produção de novembro/2018 superou em 23,8% o mesmo mês do ano anterior (novembro/2017). No acumulado de janeiro a novembro, a produção de 2018 superou em 24,5% o mesmo período de 2017. Os resultados positivos para a indústria de biodiesel, em 2018, decorrem do aumento

do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março, e da retomada da demanda por óleo diesel, após um período de maior impacto provocado pela recessão econômica.

De janeiro a novembro de 2018 foram produzidos quase 5 bilhões de litros de biodiesel, volume 13,4% superior aos 4,3 bilhões produzidos durante todo o ano de 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

O preço do etanol hidratado registrou uma pequena queda, em novembro/2018, sendo cotado em R\$ 2,92 o litro (preço médio de revenda no país), valor 0,6% abaixo do preço médio de outubro/2018 (R\$ 2,93 o litro). No mesmo mês, o preço do litro da gasolina caiu 2,7%, passando de um valor médio de R\$ 4,72, em outubro/2018, para R\$ 4,59, em novembro/2018.

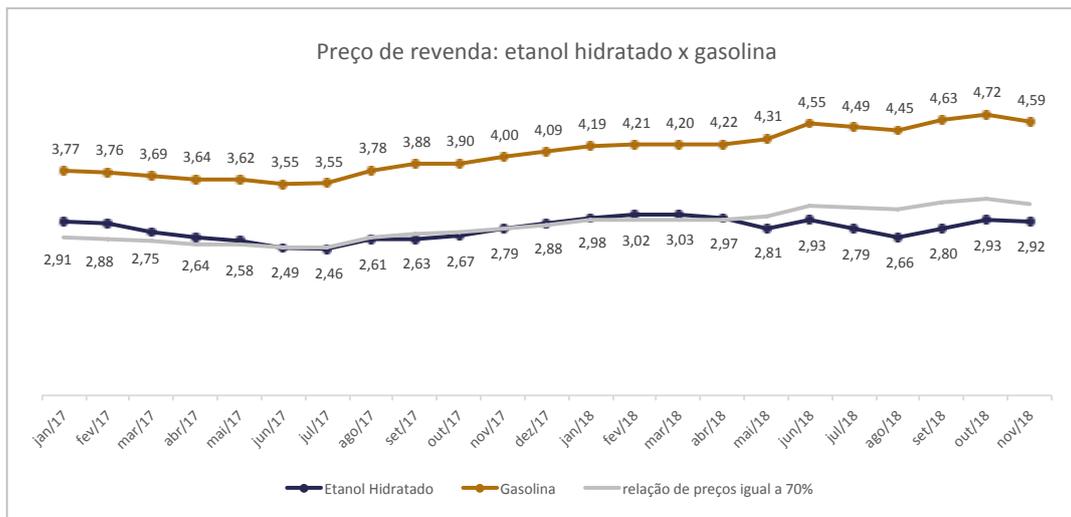
Apesar da proximidade do encerramento da safra, os altos estoques de etanol mantidos pelas distribuidoras e a necessidade das usinas em gerar receita e liberar espaço nos tanques contribuíram para a redução de preços do etanol.

Com a queda significativa dos preços da gasolina, a relação de preços entre o hidratado e a gasolina aumentou para 64%, na média do país, enquanto,

em outubro a relação estava em 62%. Em dezembro/18 e janeiro/19, os preços da gasolina mantiveram trajetória de queda, enquanto o hidratado sofreu pequenas alterações, reduzindo a competitividade do biocombustível. Ainda assim, a relação entre os preços está abaixo dos 70%, sendo vantajoso abastecer com o hidratado em São Paulo, Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e Paraná.

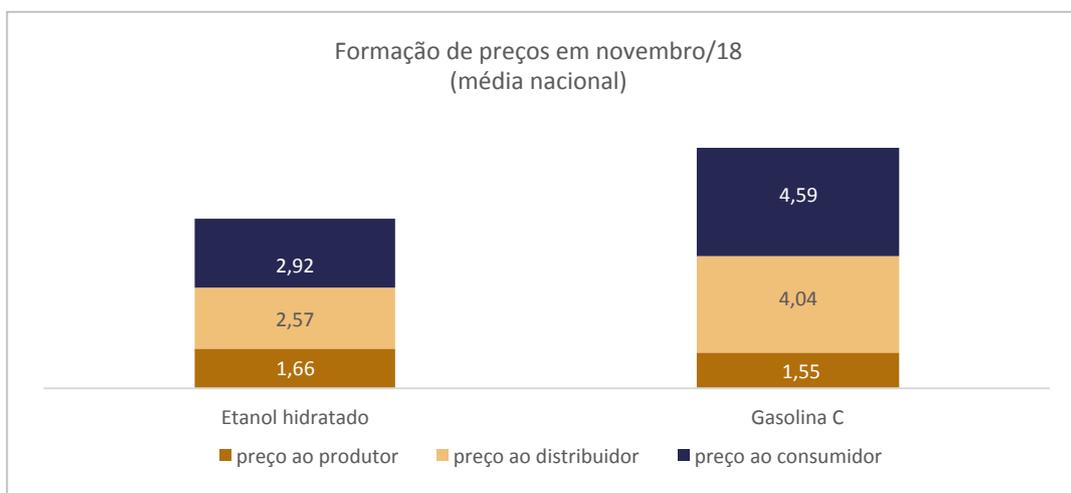
Em novembro/2018, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,66 ao produtor, R\$ 2,57 ao distribuidor e R\$ 2,92 ao consumidor. Apesar de uma queda de 7,7% no preço ao produtor entre outubro e novembro, os preços ao distribuidor e ao consumidor caíram apenas 0,8% e 0,6%, respectivamente. A gasolina comum apresentou preços médios de R\$ 1,55 ao produtor, R\$ 4,04 ao distribuidor e R\$ 4,59 ao consumidor final.

Gráfico 4.3 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final, em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.4 – Formação de preços de etanol hidratado e gasolina em outubro (média nacional)

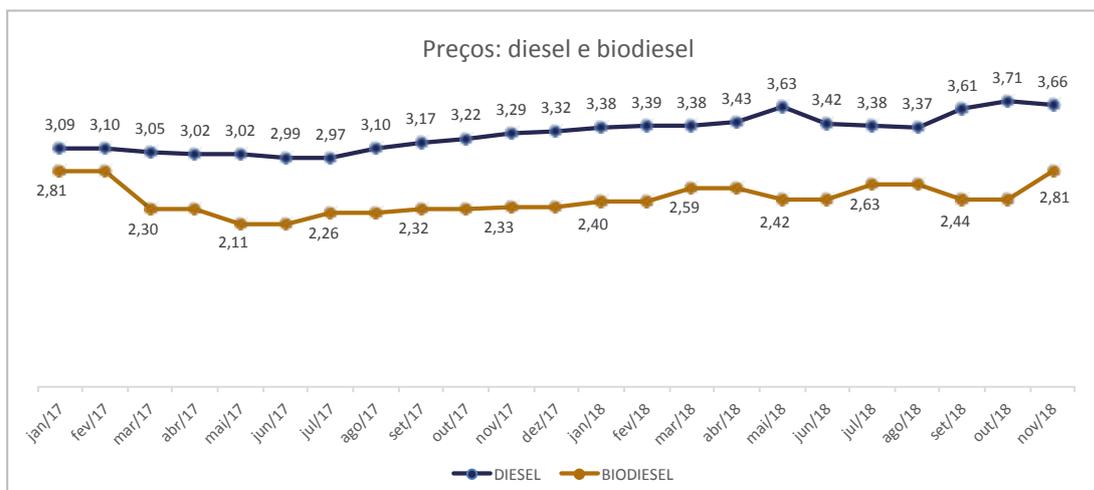


Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, MME e ESALQ

No 63º Leilão da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de novembro e dezembro, o biodiesel foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,81, valor 15,4% acima do preço médio do leilão anterior. Considerando o preço do biocom-

bustível negociado no leilão (sem fretes e impostos, a adição de biodiesel ao óleo diesel envolveu um custo de R\$ 0,28, em novembro/18, valor que representou 7,7% do preço final do diesel ao consumidor.

Gráfico 4.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Com a queda de preços da gasolina em novembro/18, as vendas de etanol anidro registraram uma alta de 1,1%, em comparação ao mês anterior. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (novembro/17), as vendas de anidro caíram 10,1%, enquanto no acumulado de janeiro a novembro, o consumo de 2018 ficou 13,2% abaixo do de 2017. Já as vendas de etanol hidratado registraram queda de 5,7% em novembro/18, na comparação com outubro/18, mas o consumo do biocombustível ficou 45,4% acima do mesmo mês de 2017. No acumulado de 2018, as vendas de hidratado estão 42,7% acima de 2017.

Mesmo com as reduções de preços da gasolina em novembro e dezembro, o etanol hidratado tem conseguido manter a competitividade em relação ao derivado fóssil, pela alta produção de biocombustível na safra 2018/19.

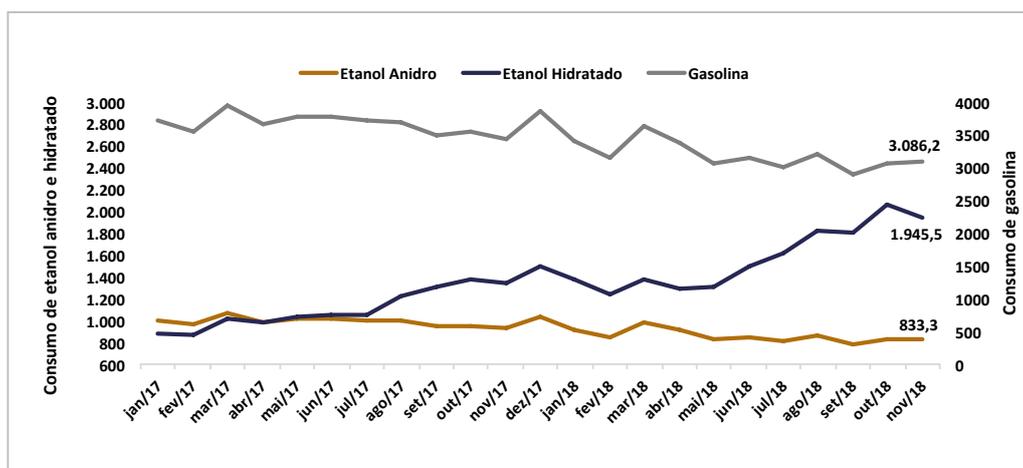
O consumo de biodiesel, em novembro/2018, registrou queda de 6,4% na comparação com outubro/2018, como consequência da redução das vendas de óleo diesel. Em relação a novembro/2017, o consumo de biodiesel aumentou 27,6%, e, no acumulado do ano, registra alta de 25,2%. As vendas de óleo diesel no acumulado de janeiro a novembro de 2018 estão 1,42% acima do mesmo período de 2017, sinalizando uma pequena recuperação da economia, considerando ainda que o consumo do energético ficou prejudicado pela greve dos caminhoneiros em maio de 2018. O aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março do mesmo ano, contribuiu para um crescimento do consumo do biocombustível ainda maior do que o derivado fóssil em 2018.

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

Biocombustível	nov-18	acum-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	833,3	9.440,7	1,1%	-10,1%	-13,2%
Etanol Hidratado	1.945,5	17.329,9	-5,7%	45,4%	42,7%
Total Etanol	2.778,7	26.770,6	-3,7%	22,7%	16,3%
Biodiesel	473,7	4.958,6	-6,4%	27,6%	25,2%

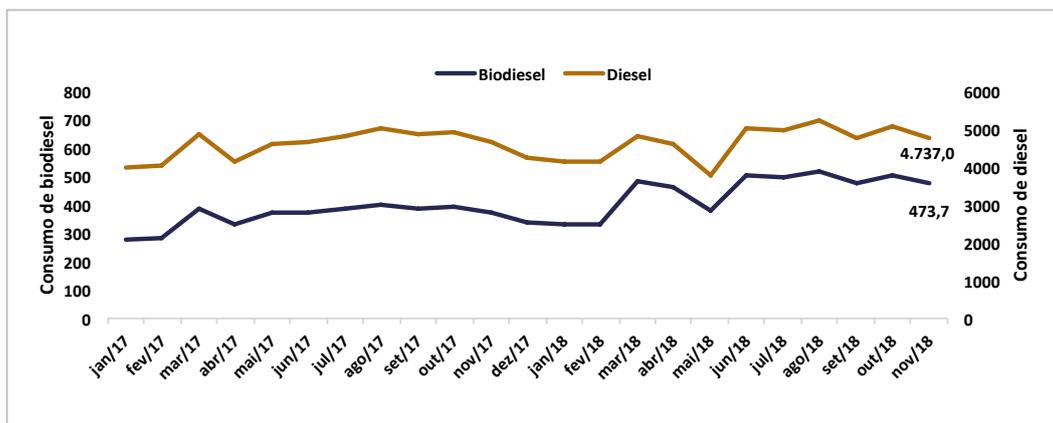
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em novembro/2018, foram importados 139,4 milhões de litros de etanol, volume quase três vezes superior ao internalizado no mês anterior (outubro/2018), e 177,2% superior ao transacionado em novembro de 2017. Em geral, as importações do biocombustível costumam aumentar durante a entressafra, quando a produção nacional cai. Contudo, mesmo com a aplicação de taxaço sobre as importações de etanol acima de 600 milhões de litros anuais e o aumento da produção interna, o Brasil importou 1,6 bilhão de litros de janeiro a novembro de 2018.

As exportações brasileiras somaram 148,5 milhões de litros, em novembro/2018, volume inferior ao transacionado no mês anterior (outubro/2018), mas 10,2% acima do mesmo mês do ano anterior (novembro/2017). No acumulado de janeiro a novembro, as exportações de 2018 superaram em 17,3% as de 2017. De acordo com a Conab, as

exportações brasileiras de etanol foram moderadas no começo da safra, limitadas pela alta demanda interna, mas o crescimento da oferta e a valorização do dólar favoreceram a ampliação dos volumes exportados, a partir de julho. A expectativa para os próximos meses é de que os volumes exportados diminuam devido à perda de competitividade do etanol em relação à gasolina, iniciada a partir de outubro.

Em novembro/2018, as exportações superaram as importações em 9,1 milhões de litros. Em termos monetários, as receitas superaram as despesas em US\$ 22,2 MM (US\$ FOB).

No acumulado de janeiro a novembro de 2018, entraram no país 4,5 milhões de litros a mais do que saíram, mas o aumento das exportações permitiu um superávit de US\$ 175,4 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível em 2018.

Tabela 4.8: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	nov-18	acum-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	acum-18/acum-17
Importação	139,4	1.600,8	192,1%	177,2%	-8,1%
Exportação	148,5	1.596,3	-46,8%	10,2%	17,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.9 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP



Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	39.175,87	-0,33%	2,47%		39.305,27	38.233,12
S	11.692,72	3,94%	4,55%		11.249,06	11.183,47
NE	11.400,47	0,16%	3,96%		11.382,48	10.966,48
N	5.394,54	-2,05%	-4,00%		5.507,69	5.619,42
SIN	67.663,60	0,32%	2,52%		67.444,50	66.002,49

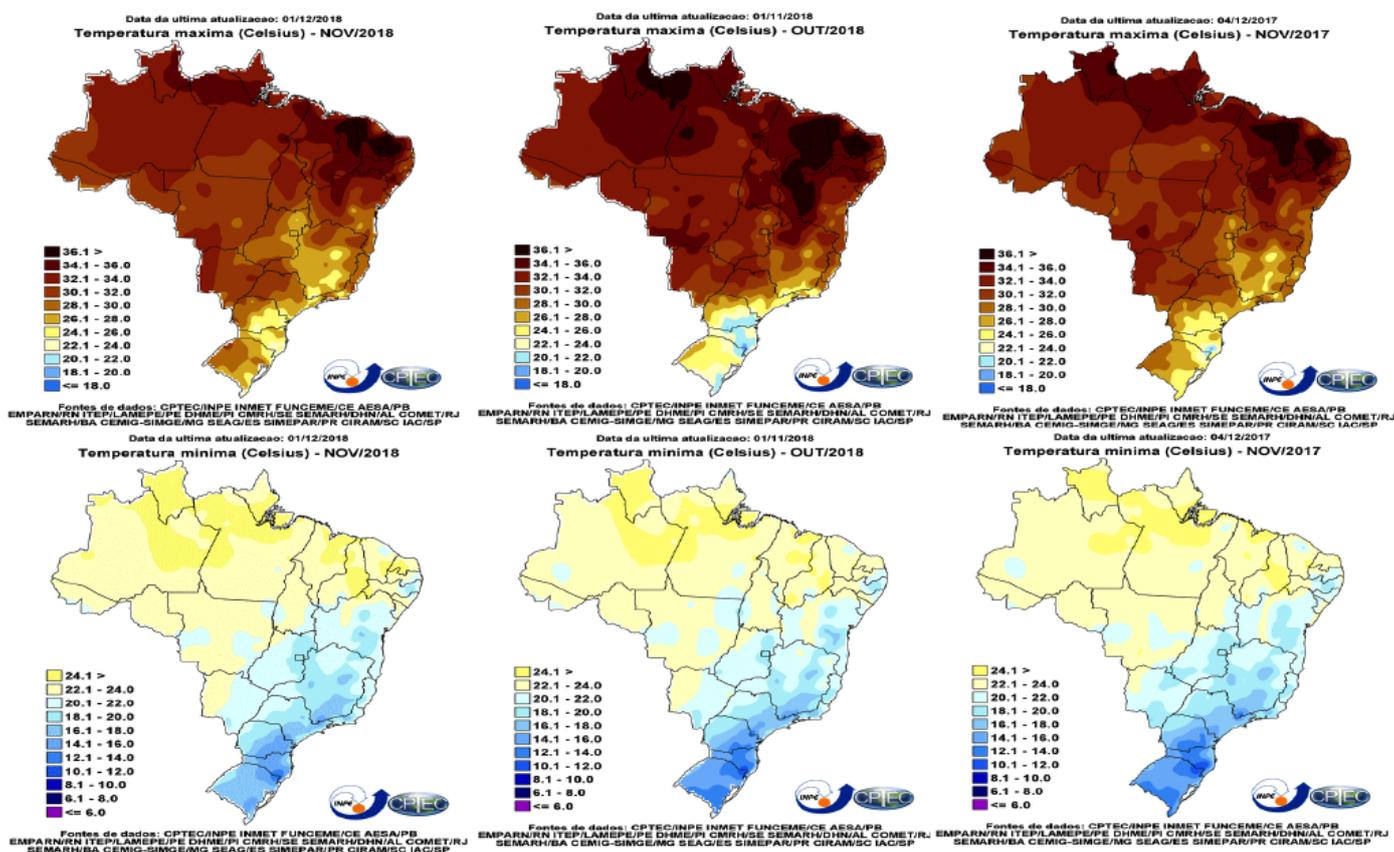
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Na comparação com outubro de 2018, como pode ser observado na Tabela 5.1, o consumo de energia foi praticamente constante, uma vez que houve um pequeno aumento de 0,32%. O consumo dos subsistemas S e NE apresentaram uma variação positiva de 3,94% e 0,16%, respectivamente. Por outro lado, o SE/CO e o N sofreram uma redução de -0,33% e -2,05%. Na compara-

ção anual, o consumo de energia apresentou um aumento de 2,52%. A Figura 5.1 apresenta as temperaturas máximas e mínimas para os meses de outubro e novembro de 2018 e para novembro de 2017. A expectativa é que nos próximos meses as temperaturas aumentem na maior parte do país, o que pode vir a acarretar aumento do consumo de energia.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para nov/18, out/18 nov/17



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

como pode ser observado na Tabela 5.2, em novembro, a geração total de energia, seguindo o padrão do consumo, apresentou um ligeiro aumento de 0,53%. A geração hidráulica, que constitui a principal fornecedora de energia no Brasil, devido a melhoria nos níveis dos reservatórios, aumentou sua geração em 10,08%. Além

da fonte hidráulica, os ventos do nordeste contribuíram para que a geração eólica aumentasse em 11,07%. Tanto o aumento da geração hídrica quanto eólica possibilitou que a geração térmica, mais cara e poluente, fosse reduzida. Isto favoreceu a redução do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh) em 54,36% (Tabela 5.3).

Tabela 5.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	Hidráulica	22.409,15	15,06%	24,86%		19.475,88	17.947,96
	Nuclear	1.364,29	-27,87%	-31,94%		1.891,43	2.004,56
	Térmica	4.316,58	-35,06%	-47,85%		6.646,67	8.276,53
	Eólica	9,25	-4,01%	-4,59%		9,64	9,70
	Solar	105,21	-9,75%	166,89%		116,58	39,42
	Total	28.204,48	0,23%	-0,26%		28.140,20	28.278,17
S	Hidráulica	11.195,47	6,15%	18,92%		10.546,76	9.414,44
	Térmica	863,41	-29,70%	-40,64%		1.228,18	1.454,59
	Eólica	833,80	16,60%	16,90%		715,09	713,25
	Solar	0,49	29,34%	-19,16%		0,38	0,61
	Total	12.893,17	3,22%	11,31%		12.490,41	11.582,89
NE	Hidráulica	2.026,20	3,08%	26,43%		1.965,72	1.602,61
	Térmica	1.241,26	-39,10%	-62,08%		2.038,25	3.273,64
	Eólica	6.118,70	10,32%	31,62%		5.546,44	4.648,64
	Solar	263,32	-3,46%	80,59%		272,76	145,81
	Total	9.649,47	-1,77%	-0,22%		9.823,17	9.670,69
N	Hidráulica	4.094,62	4,06%	55,80%		3.935,00	2.628,17
	Térmica	1.522,90	-38,26%	-46,41%		2.466,81	2.841,85
	Eólica	183,64	13,11%	-0,12%		162,35	183,87
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	5.801,16	-11,62%	2,60%		6.564,16	5.653,89
Itaipu		10.843,16	8,26%	2,95%		10.016,00	10.532,80
Total	Hidráulica	50.568,60	10,08%	20,04%		45.939,36	42.125,97
	Nuclear	1.364,29	-27,87%	-31,94%		1.891,43	2.004,56
	Térmica	7.944,14	-35,83%	-49,87%		12.379,91	15.846,61
	Eólica	7.145,39	11,07%	28,62%		6.433,52	5.555,46
	Solar	369,02	-5,31%	98,57%		389,72	185,84
SIN		67.391,45	0,53%	2,55%		67.033,94	65.718,44

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um incremento de 2,55% na geração total do sistema. A geração hidráulica apresentou aumento de 20,04%, a eólica de 28,62% e a solar de 98,57%. Por outro lado, as

gerações térmica e nuclear apresentaram uma redução de 49,87% e 31,94%. Assim, a diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 69,32% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

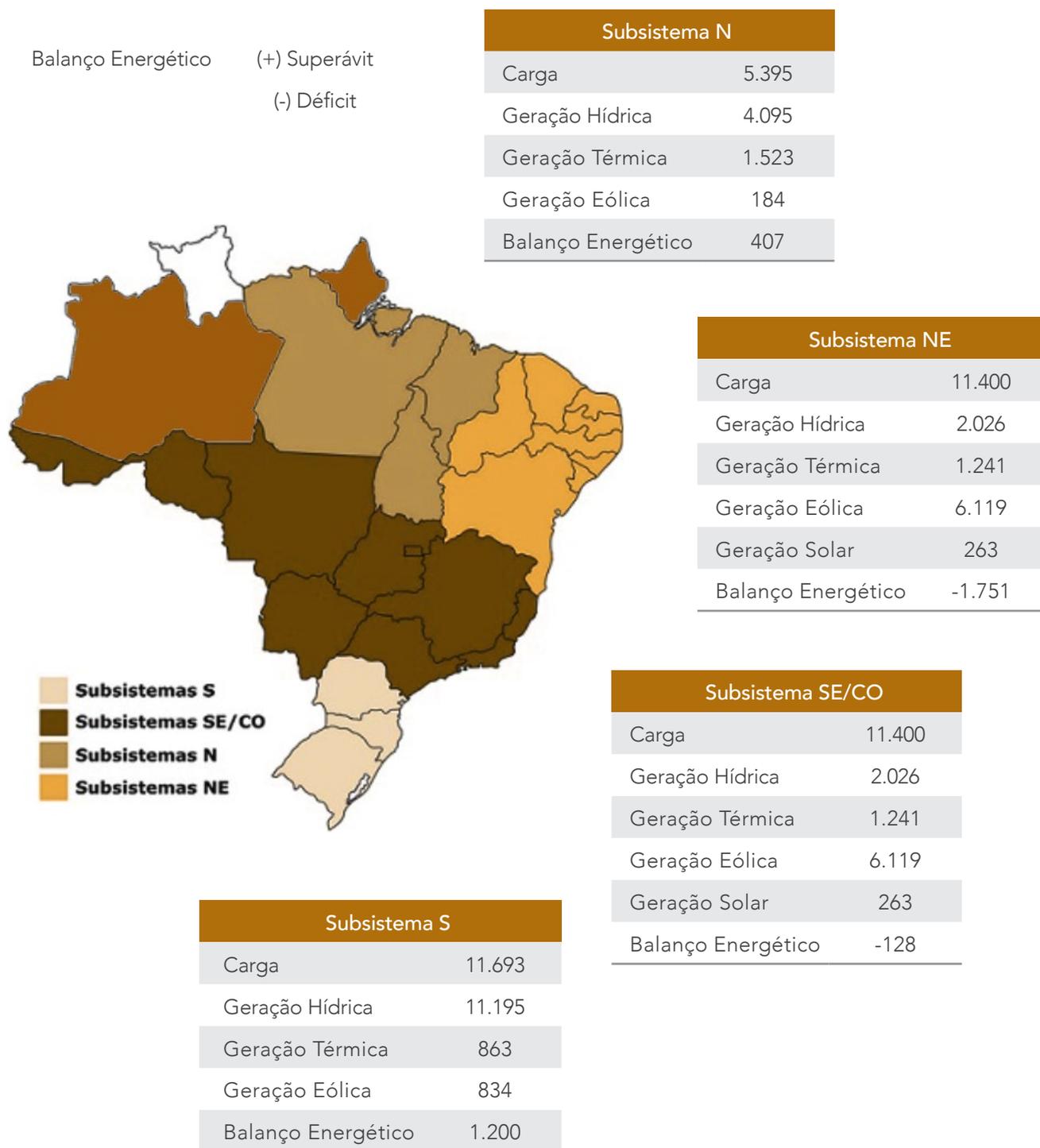
	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SIN	0,0366	-54,36%	-69,32%		0,0802	0,1193

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de novembro de 2018 o subsistema SE/CO e NE foi deficitário, precisando receber assim -128 MWMed e -1.751, respectivamente. A maior parte dessa energia foi suprida

pelo subsistema N e S, superavitários em 407 MWMed e 1.200 MWMed, respectivamente. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 275 MWMed, 33,02% a menos em relação ao mês anterior.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
S - SE/CO	1.475,00	-10,71%	115,81%		1.651,89	683,47
Internacional - S	275,00	-33,02%	-3,19%		410,55	284,05
N - NE	562,00	-31,71%	146,47%		823,02	228,02
N - SE/CO	-156,00	-166,82%	19,40%		233,46	-193,55
SE/CO - NE	1.192,00	61,89%	11,63%		736,28	1.067,77

* Tendências nos últimos 12 meses

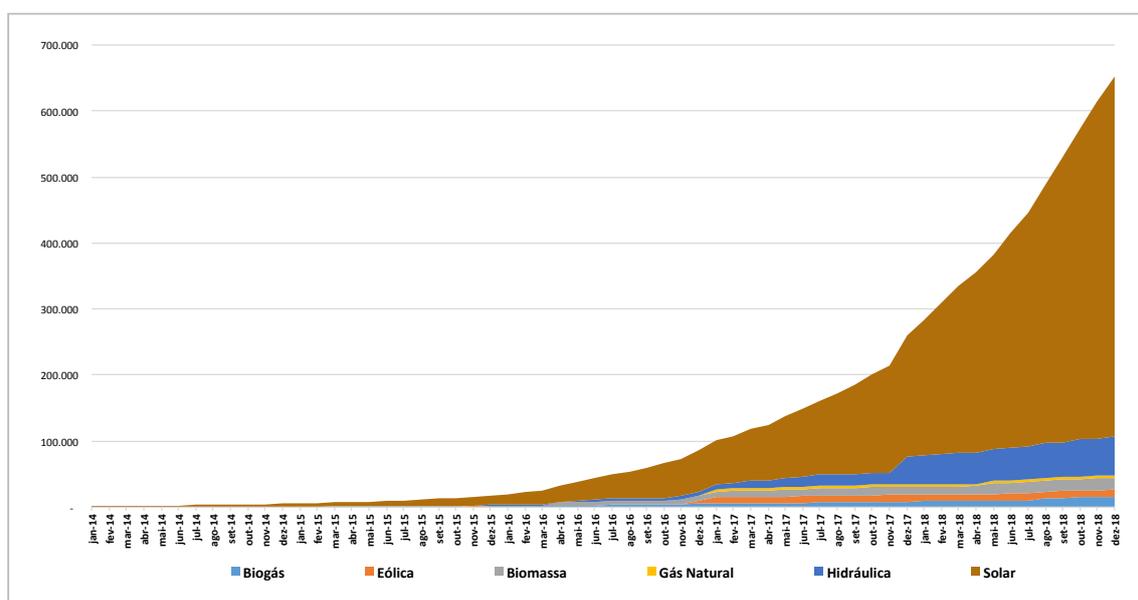
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em dezembro de 2018, a a micro e mini geração distribuída adicionou 38,3 MW de capacidade instalada ao sistema elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). Neste mês, a solar fotovoltaica apresentou o maior crescimento entre as fontes 6,9%, seguido de recursos distribuídos hidráulicos com 4,8%, além de novos

projetos de biomassa e biogás com 1%. Neste mês, a MMGD acumulou 652,6 MW em operação distribuída de energia, ficando cada vez mais próximo da marca de 1GW, sendo 83,6% via solar fotovoltaica; 9% de geração hidráulica; 2,8% a partir de biomassa; 2,4% oriunda de biogás; 1,6% de geração eólica e por fim 0,6% para cogeração qualificada a partir de gás natural – vide Figura 5.3.

Figura 5.3: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Na análise da micro e minigeração distribuída deste mês, a FGV Energia apresenta a Tabela 5.5 com a

evolução da capacidade instalada e número de projetos por setores econômicos.

Tabela 5.5: Capacidade Instalada e Número de Micro e Minigeração Distribuída por setores econômicos

SETORES	dez/17		dez/18		dez-18/dez-17	
	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW
Residencial	17.242	73.947	39.682	194.078	130,1%	162,5%
Comercial	3.463	118.054	8.950	291.263	158,4%	146,7%
Rural	694	22.410	2.509	64.640	261,5%	188,4%
Industrial	508	35.563	1.472	84.100	189,8%	136,5%
Serviço Público	258	10.770	422	18.349	63,6%	70,4%
Iluminação Pública	4	30	10	249	150,0%	724,5%
TOTAL	22.169	260.773	53.045	652.678	139,3%	150,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

- O setor residencial apresenta o maior número de conexões de MMGD no país;
- Com relação a potência instalada, o setor comercial possui liderança, apesar do maior número do pedido de conexões estar no setor residencial;
- Com relação as oportunidades de expansão, a utilização da MMGD ainda é bastante tímida na iluminação pública e em prédios do serviço público de forma geral.
- O setor rural possui tarifas de energia elétrica incentivadas, o que aumenta o tempo de retorno para projetos fotovoltaicos.

E) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	nov-18		nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18		nov-17	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	40.273,00	129,81%	56,50%	27,88%		25.733,00	109,35%	31.494,00	102,65%
S	10.738,00	113,12%	-33,84%	-11,18%		16.230,00	119,56%	12.089,00	127,41%
NE	3.568,00	66,12%	164,10%	170,10%		1.351,00	40,70%	1.321,00	24,32%
N	3.302,00	81,66%	103,83%	78,29%		1.620,00	66,99%	1.852,00	58,16%
SIN	57.881,00	-	28,81%	23,79%		44.934,00	-	46.756,00	-

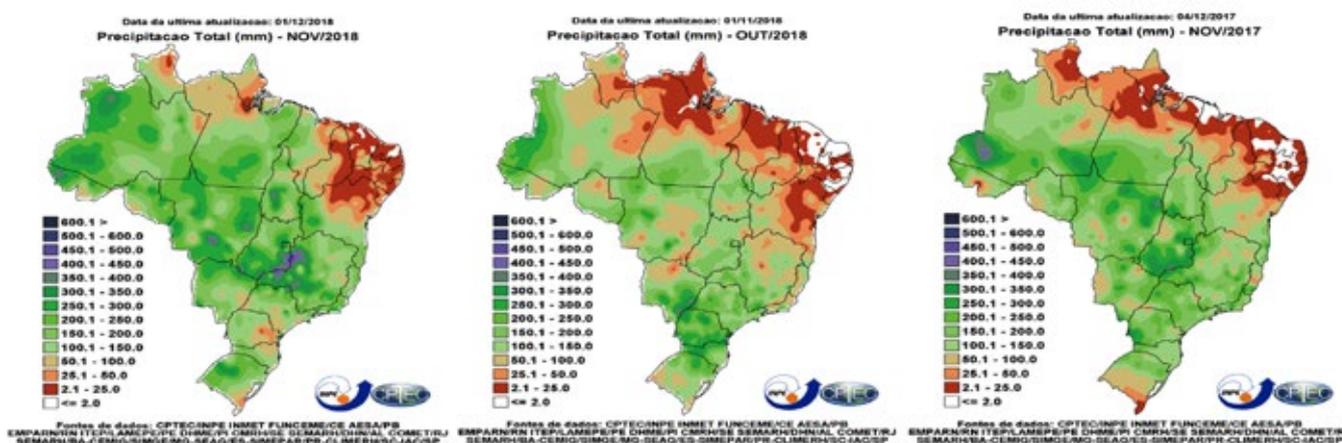
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de outubro de 2018, pode-se perceber um aumento da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica crescesse 28,81%. Dessa forma, a ENA disponível aumentou significativamente nos submercados SE/CO (56,50%), NE (164,10%) e N (103,83%). Por outro lado, o S apresentou uma redução de 33,84%. Ao se observar a relação entre ENA e MLT¹², pode-

se perceber que a disponibilidade hídrica no SE/CO e S é ligeiramente acima da média histórica, 129,81% e 113,12% respectivamente. Por outro lado, no NE e no N, esses valores estão bem abaixo das médias históricas, como pode ser observado na Tabela 5.6. A situação é delicada e, caso os próximos meses não sejam chuvosos, 2019 poderá ser um ano onde o acionamento das térmicas ocorrerá acima do esperado.

Figura 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para nov/18, out/18 e nov/17.



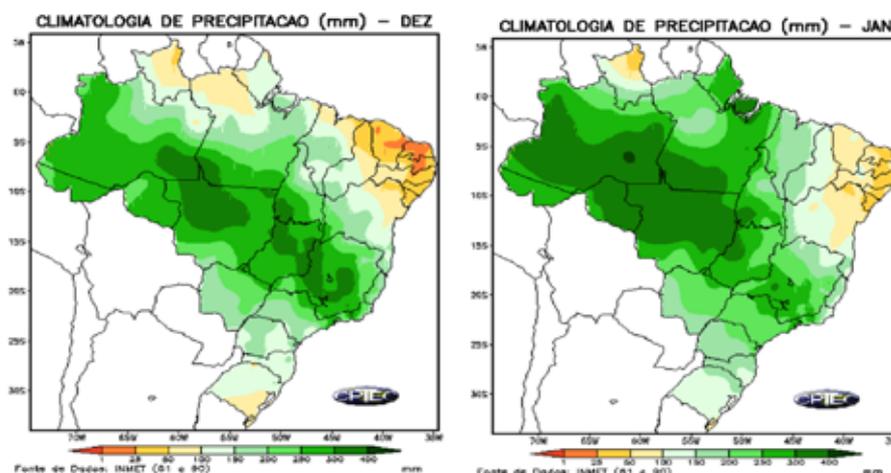
Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de novembro de 2018 foi melhor do que a de novembro de 2017, pois houve um aumento de 23,79%. Os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram uma variação positiva de 27,88%, 170,10% e 78,29%, respectivamente. Por outro

lado, o S apresentou uma variação negativa de 11,18%. A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, com a chegada do período chuvoso.

¹² A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para dezembro e janeiro



Fonte: CPTEC/INPE

F) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de outubro e novembro, foi registrado um aumento de 11,34% na Energia Armazenada (EAR) do SIN. Contudo, mesmo com esse aumento, o volume armazenado representa apenas 28,18% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. No SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, a variação foi 18,68%,

fazendo com que o volume do reservatório atingisse 24,06% da sua capacidade total. O S apresenta a melhor situação, em termos relativos, uma vez que o nível de seu reservatório é de 69,49%. Quando comparado com o ano anterior, pode-se perceber uma melhoria relevante em todos os subsistemas. Todavia, vale relembrar que, embora o armazenamento hídrico tenha melhorado, sua situação ainda é bastante delicada.

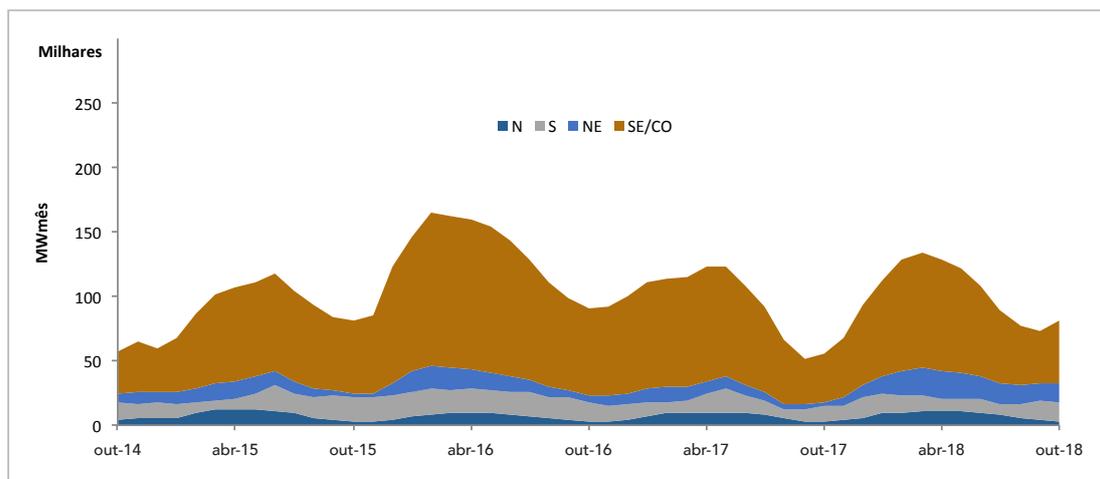
Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	nov-18		nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18		nov-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	48.916	24,06%	18,68%	28,40%		41.218	20,28%	38.098	18,74%
S	13.968	69,49%	-6,54%	15,89%		14.946	74,36%	12.053	59,97%
NE	15.544	29,99%	16,52%	446,94%		13.340	25,74%	2.842	5,49%
N	3.367	22,38%	-14,91%	38,79%		3.957	26,30%	2.426	16,13%
SIN	81.795	28,18%	11,34%	47,59%		73.461	25,31%	55.419	19,10%

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de outubro e novembro de 2018 o CMO diminuiu aproximadamente 56% em todos os subsistemas, chegando a 117,18 R\$/MWh, como pode ser observado na Tabela 5.8. Esta

redução decorre de uma maior disponibilidade hídrica devido a chegada do período chuvoso. Quando comparado com novembro de 2017, a redução observada foi cerca de 75%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R\$/MWh

	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
S	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
NE	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
N	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.9, ao longo do período, foi verificado o processo de reajuste tarifário apenas na Cooperativa de Eletricidade de Praia Grande (Ceprag) – SC.

A Ceprag, que atende 16 mil unidades consumidoras, teve um reajuste tarifário médio de 11,19%, sendo 11,01% na baixa tensão e 12,44% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 22 de novembro de 2018.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Ceprag	Cooperativa de Eletricidade de Praia Grande	SC	11,19%	22/dez

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

No período de 15 de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 18.404 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10,

até o final de 2019, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 5.549,09 MW, sendo aproximadamente 16% em termelétrica, 1% em biomassa, 7% em solar, 63% em hidrelétrica, 2% em PCH e 11% em eólica.

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	884,27	1.702,27	2.201,00	50,00	1.672,60	-	-	6.510
Biomassa	41,02	217,76	301,95	79,80	130,00	-	-	771
Solar	404,06	32,00	844	494,86	-	-	-	1.775
Hidrelétrica	3.502,64	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.856
PCH	118,30	279,82	556,39	282,93	44,35	-	-	1.282
Eólica	598,80	877,20	158,30	538,98	1.037,47	-	-	3.211
Total	5.549,09	4.331,27	4.093,64	1.446,57	2.983,32	-	-	18.404

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

O contrato de concessão para prestação do serviço de energia elétrica no estado de Roraima foi assinado no dia 11/12/2018. A Boa Vista Energia foi arrematada pela Oliveira Energia, como parte do processo de privatização de distribuidoras de energia do grupo Eletrobrás. Durante a cerimônia, André Pepitone ressaltou que, “com os investimentos privados, a empresa pode melhorar a qualidade dos serviços, o que pode resultar em modicidade tarifária”.

O Leilão de Transmissão N° 4/2018 foi realizado pela ANEEL no dia 20/12/18 para a construção, operação e manutenção de 7.152 km de linhas de transmissão e subestações com capacidade de transformação de 14.819 mega-volt-ampères (MVA). Os empreendimentos estão localizados em 13 estados: Amazonas,

Amapá, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

O leilão foi dividido em 16 lotes, com investimento previsto da ordem de R\$ 13,2 bilhões e geração de 28 mil empregos diretos. As instalações de transmissão deverão entrar em operação comercial no prazo de 48 a 60 meses a partir da assinatura dos respectivos contratos de concessão.

Os três primeiros lotes foram arrematados pela Neoenergia S.A, enquanto que o quarto lote ficou com a Energisa S.A. O valor ofertado no primeiro lote pela Neoenergia S.A foi de R\$ 194,1 milhões representando um deságio médio de 57,07% em relação à Receita Anual Permitida (RAP) inicial estabelecida

pela Agência de R\$ 452,3 milhões. A RAP é a receita a que o empreendedor terá direito pela prestação do serviço de transmissão a partir da entrada em operação comercial das instalações. O lote 1 possui 1.097 km de linhas de transmissão e 6.504 megavolt-ampère (MVA) de potência para atendimento elétrico às regiões Norte e Vale do Itajaí no estado de Santa Catarina. A obra tem prazo de 60 meses, e geração estimada de 5.583 empregos diretos.

O lote 2 foi arrematado com oferta de R\$ 117 milhões, representando um deságio de 46,97% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R\$ 220,6 milhões. O lote 2 é composto por 656 km de linhas de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados de Rio de Janeiro e Espírito Santo. O prazo das obras é de 60 meses, com geração estimada de 2.662 empregos diretos. O lote 3 se

refere à linha de transmissão de 478 km que ligará a Subestação Mutum, em Minas Gerais à Subestação Campos 2, no Rio de Janeiro. O valor ofertado pela Neoenergia S.A foi de R\$ 69,1 milhões, com deságio de 44,90% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R\$ 125,4 milhões. A obra tem prazo de entrega de 60 meses e estimativa de geração de 1.507 empregos diretos.

A Energisa S.A. arrematou o lote 4 com uma oferta de R\$ 62,8 milhões, isto é, com um deságio de 45,84% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R\$ 116 milhões. O empreendimento visa o escoamento do potencial de geração hidráulica e fotovoltaica dos estados da Bahia e Tocantins, além de reforçar o suprimento da região de Dianópolis e Gurupi (TO). A obra, com prazo de entrega de 60 meses, deve gerar 1.398 empregos diretos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	Etapa	Data
	Seminário técnico	15/08/18
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	10/08/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	15/08/18
Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		27/08/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	13/09/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas	28/09/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 11/10/2018
Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		Até 26/11/2018
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 26/11/2018
Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 19/12/2018
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapa	Data
	Realização da rodada (Previsão)	2020
Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapa	Data
	Realização da rodada (Previsão)	2021
Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018	
Descrição	Coletar contribuições, dados e informações sobre promoção da concorrência e desverticalização na indústria de gás natural, assim como o aumento da oferta de gás natural ao mercado	
	Etapa	Data
	Período da Consulta Pública	05/10/2018 a 03/03/2019
	Modelos de independência	05/10/2018 a 04/12/2018
Regras para a formalização do acesso concedido a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL e conciliação e arbitramento		05/10/2018 a 04/12/2018
Medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas, a fim de atender ao mercado cativo de gás natural		03/12/2018 a 17/01/2019
"Pacto Nacional" entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural		03/12/2018 a 17/01/2019
Programa de liberação de gás natural (Gas Release):		17/01/2019 a 03/03/2019
Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018	
Descrição	Coletar contribuições para a eventual elaboração ou revisão de instrumentos regulatórios que contemplem os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural; incluindo-se: i) agrupamento de reservatórios; ii) definição de reservatório contínuo; iii) instalações e equipamentos a serem considerados; Coletar dados, informações e evidências que justifiquem e suportem as contribuições apresentadas para a definição dos critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural.	
	Etapa	Data
	Período da Consulta Pública	Até 04/02/2019
Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 32/2018	
Descrição	Obter sugestões quanto aos dados da ANP os quais se considera mais importantes e/ou urgentes de serem publicados em formato aberto, indicando sua prioridade em relação aos demais dados colocados em consulta.	
	Etapa	Data
	Período da Consulta Pública	Até 04/03/2019

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	Consulta Pública nº 1/2019		
	Descrição	Recolher subsídios para revisão da Portaria ANP nº 170/2002, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, de cabotagem, de apoio marítimo, de apoio portuário e interior, conforme Ação 14.1 da Agenda Regulatória 2017-2018, tendo em vista as alterações pelas quais a minuta de resolução passou desde a realização da Consulta e Audiência Pública nº 21/2017.		
	Etapas	Data		
	Período da Consulta Pública		Até 19/02/2019	
	Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 34/2018		
	Descrição	Apresentar a proposta de revisão das Resoluções ANP nº 37/2009 e 63/2014, que tratam das especificações e regras de controle da qualidade do querosene de aviação fóssil, alternativo e suas misturas. Ademais, em função da revisão das Resoluções supracitadas, a Audiência Pública objetiva apresentar adequações nas Resoluções ANP nº 17/2006 e 18/2006, que tratam das atividades de distribuição e revenda de combustíveis de aviação.		
Etapas	Data			
Período da Consulta Pública		Até 08/02/2019		

Setor Elétrico	Objeto	MME - Consulta Pública nº 65		
	Descrição	Proposta para Procedimento de Elaboração do Plano Nacional de Energia - PNE		
	Etapas	Data		
	Período da Consulta Pública		28/12/2018 à 17/02/2019	
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019		
	Descrição	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.		
	Etapas	Data		
	Realização		a definir	
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 021/2018		
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos procedimentos afetos a coleta e estimativa de dados de medição, registro dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre – CCEALS no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, contabilização e recontabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP, liquidação financeira do MCP e penalidades de medição constantes dos Submódulos 2.1, 3.1, 5.1, 5.2 e 6.1 dos Procedimentos de Comercialização – PdC.		
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração		De 24/12/2018 a 06/02/2019	
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 020/2018		
	Descrição	Obter subsídios para as alterações nos PdC que tratam da implantação da nova plataforma de cadastro de agentes, além de demais melhorias e simplificações no texto dos submódulos impactados, quais sejam: 1.1 – Adesão à CCEE, 1.2 – Cadastro de Agentes e 1.6 – Comercialização Varejista; e (ii) Obter informações para motivar que a utilização de notificação eletrônica no âmbito da CCEE seja decidida pela ANEEL, por meio da revisão da Resolução Normativa nº 545/2013, e não pelos próprios agentes da Câmara por meio da aprovação de alteração em seu Estatuto Social.		
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração		De 10/12/2018 a 23/01/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 004/2019		
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quinta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Ceará - Coelce (Enel CE), a vigorar a partir de 22 de abril de 2019, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2019 a 2023.		
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 11/02/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 003/2019		
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões de geração prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.		
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 25/02/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 002/2019		
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, em atendimento à Resolução Normativa nº 822/2018.		
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 25/02/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 063/2018		
	Descrição	Obter subsídios referentes à proposta de revisão e consolidação dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.		
Etapas	Data			
Prazo limite para colaboração		De 21/12/2018 a 28/02/2019		
Objeto	ANEEL - Audiência nº 062/2018			
Descrição	Obter subsídios para a revisão do § 3º do art. 18 da Resolução Normativa nº 614/2014.			
Etapas	Data			
Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 02/02/2019		
Objeto	ANEEL - Audiência nº 061/2018			
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das regras de ressarcimento de valores dos estudos que compõem os leilões de transmissão de energia elétrica.			
Etapas	Data			
Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 17/02/2019		
Objeto	ANEEL - Audiência nº 060/2018			
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Regulamentação de Conformidade de Tensão em Regime Permanente.			
Etapas	Data			
Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 18/02/2019		

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência nº 059/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 18/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 058/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação do Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, referente ao processo de reajuste da Receita Anual de Geração - RAG das Usinas Hidrelétricas em Regime de Cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 04/02/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 057/2018	
	Descrição	Obter subsídios para aprimoramento da proposta de revisão do Plano de Universalização Rural das Centrais Elétricas do Pará – Celpa.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 14/12/2018 a 28/01/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 056/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório e para a minuta de ato normativo que adequa o art. 24 da Resolução Normativa nº 414/2010, o qual trata da atribuição imposta ao Observatório Nacional de realização de estudos referentes ao tempo necessário de utilização de iluminação pública e de iluminação em vias internas de condomínios em consideração às especificidades de cada localidade.	
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		De 06/12/2018 a 04/02/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 028/2018		
Descrição	Obter subsídios acerca dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório - AIR das alterações dos sistemas de medição utilizados nas redes de distribuição, dispostos no Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, e do processo de leitura constante da Resolução Normativa nº 414/2010.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		De 13/12/2018 a 11/02/2019	



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