



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

EDITORIAL

Devemos continuar fazendo o óbvio:
as possibilidades postas na Rio Oil&Gas 2018

OPINIÃO

Luan Santos

Financiamento Climático e Precificação de Carbono no Brasil: análises e perspectivas

Fernanda Delgado

Projeto poço transparente: testes para reservatórios de baixa permeabilidade - gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica

Carlos Augusto Arentz Pereira

Gás natural: Escada para o paraíso ou estrada para o inferno?

Fernanda Moraes e Pedro Neves

Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos

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

SUMÁRIO

EDITORIAL

Devemos continuar fazendo o óbvio: as possibilidades postas na Rio Oil&Gas 2018..	04
--	----

OPINIÃO

Financiamento Climático e Precificação de Carbono no Brasil: análises e perspectivas	08
Projeto poço transparente: testes para reservatórios de baixa permeabilidade - gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica	14
Gás natural: Escada para o paraíso ou estrada para o inferno?	23
Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos.....	28

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	48

BIOCOMBUSTÍVEIS.....50

Produção.....	50
Preços	52
Consumo	55
Importação e Exportação de etanol.....	57

SETOR ELÉTRICO.....58

Disponibilidade.....	58
Demanda	60
Oferta	61
Balanco Energético	62
Estoque.....	63
Custo Marginal de Operação – CMO	64
Micro e Minigeração Distribuída	64
Expansão	66
Tarifas de Energia Elétrica.....	66
Leilões	67

ANEXO68



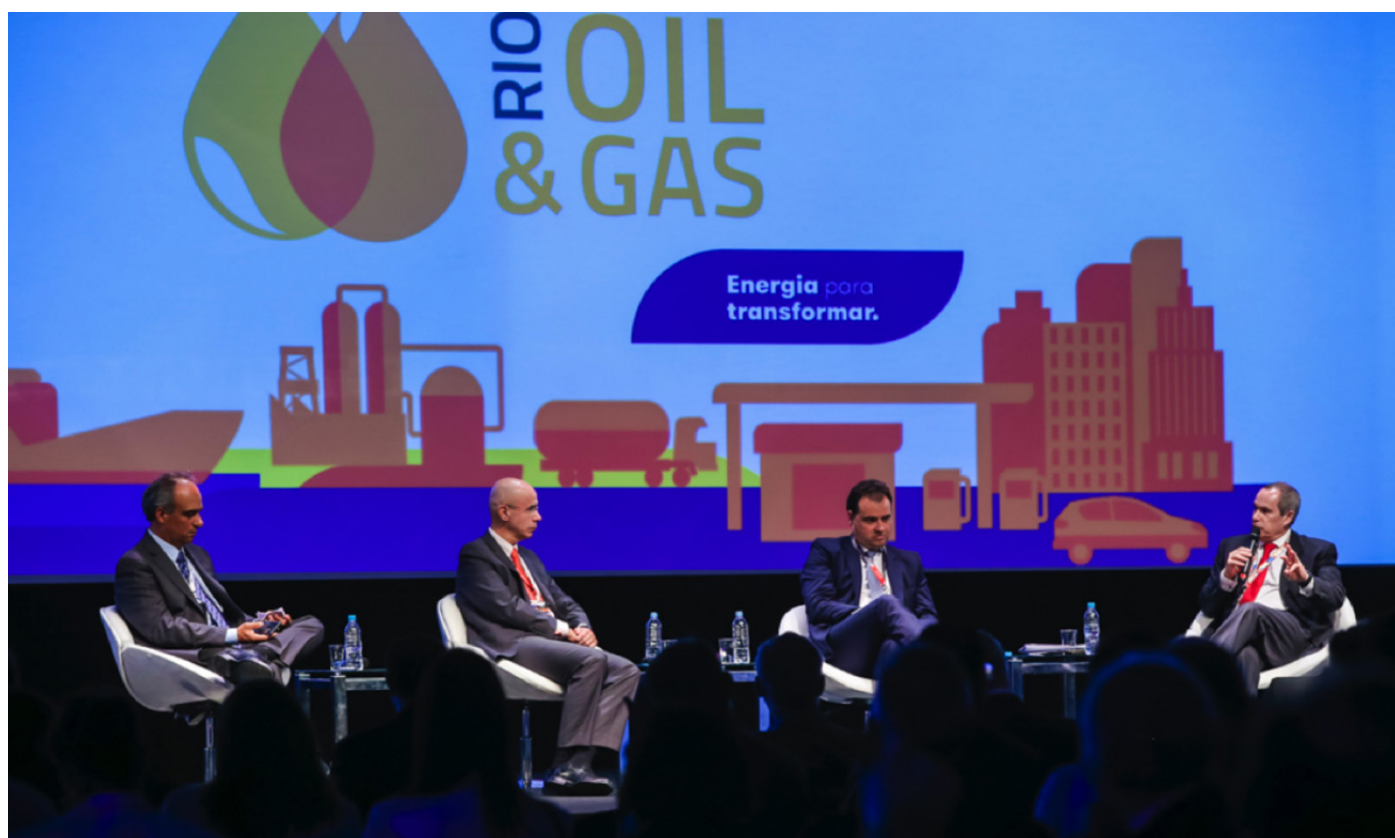
EDITORIAL*

Devemos continuar fazendo o óbvio: as possibilidades postas na Rio Oil&Gas 2018

De 24 a 27 de setembro de 2018 aconteceu a Rio Oil&Gas com o mote: energia para transformar. Foram mais de 600 trabalhos técnicos apresentados e mais de 4900 congressistas de 77 países. A janela de oportunidade que o Brasil representa hoje é um momento único para a indústria local, para investidores, empresas e toda a cadeia de fornecedores. O pré-sal, a retomada dos leilões e as áreas de oferta permanente associados a um marco regulatório mais compatível com o livre mercado fizeram do Brasil uma das áreas mais interessantes do mundo no setor petrolífero.

O evento acompanhou esse cenário de retomada, com destaques para a realização de vários fóruns tanto na área do congresso como nos ambientes de exposições, assim como discussões técnicas e econômicas sobre temas relacionados ao setor. Entretanto, apesar do entusiasmo, os assuntos

tratados não eram desconhecidos: como criar uma indústria mais dinâmica, como a inserção tecnológica e a indústria 4.0 influenciarão no novo mercado, a retomada do esforço exploratório orientada majoritariamente no *upstream*, extensão de vida útil de campos, *compliance*, planejamento contínuo e atração de investimentos. Em resumo, as discussões puderam se resumir em três máximas: redução do custo de produção, aumento do fator de recuperação e internacionalização do sistema produtivo. O que tem total aderência ao contexto dual que o país vive no seu *upstream*: as descobertas robustas de óleo originado do pré-sal frente ao amadurecimento de uma parcela do sistema produtivo nacional, com destaque para a Bacia de Campos, que completou 40 anos em 2017. Uma apresentação da ANP no evento mostrou que 40% do total de unidades operantes na Bacia de Campos possui idade superior a 25 anos, o que



Fonte: IBP (2018)

traz à tona outra dicotomia interessante: seria esse o momento de focar os esforços e o fluxo de caixa disponível para revitalizar os campos ou partir para o descomissionamento¹ das unidades?

Ainda, com o programa de desinvestimentos da Petrobras, a procura de novos operadores pelos campos disponíveis no Brasil pode acelerar investimentos na revitalização e extensão da vida útil desses campos, criando um novo mercado de pequenos e médios operadores de campos maduros (dado que esses são os maiores interessados nesses ativos). O programa, entretanto, carece de detalhamento e definições mais claras dos ativos a serem oferecidos e de suas condições.

Na outra ponta das oportunidades, o Ministério de Minas e Energia (MME) afirmou que o governo e a Petrobras estão perto de fechar um acordo sobre o excedente do contrato de cessão onerosa, que permitirá colocar a área em leilão, já no primeiro semestre de 2019. A renegociação permitirá a oferta e arrecadação de bilhões de Reais, entre bônus de assinaturas, *royalties*, participações especiais e investimentos. Isso sem mencionar na atração de investimento em setores impactados indiretamente e na geração de emprego e renda. Para se ter uma ideia, a ANP estima que existam mais de 6 bilhões de barris de petróleo disponíveis na área (em reservas do tipo 1P – com 90% de chance de volume igual ou superior), o que hoje seria cerca de 40% das reservas brasileiras provadas (ANP, 2017)².

¹ Vide Coluna Interna deste mesmo boletim para mais informações.

² Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural de 2017

O MME destacou ainda que as mudanças adotadas nos últimos dois anos já se traduziram na retomada do setor de óleo e gás. Em uma perspectiva otimista, levando em conta o potencial das áreas leiloadas, de acordo com a ANP, esse movimento deverá injetar na indústria um investimento direto de cerca de US\$ 112 bilhões, fazendo com que a cadeia do setor se movimente. Paralelamente, o valor arrecadado com os *royalties* e participações especiais do petróleo também deverá ajudar na retomada da economia do país e, principalmente, do Estado do Rio de Janeiro.

Somam-se os números oriundos dos últimos certames feitos pela ANP. A 5ª rodada de partilha do pré-sal mostrou o forte apetite das IOC's (*International Oil Companies*) nos blocos de pré-sal com 11 empresas estrangeiras inscritas junto à Petrobras. Dessas, 10 fizeram ofertas por meios de consórcios ou sozinhas. A Petrobras sagrou-se vencedora de apenas um dos quatro blocos ofertados e o país arrecadou, apenas com os bônus de assinatura, R\$ 6,82 bilhões de reais (ANP, 2018)³. A participação consistente dessas empresas nos leilões confirma o interesse global nas oportunidades do pré-sal.

Ainda assim, o ambiente político e um constante espectro de incerteza seguem pairando sob as cabeças do setor. As eleições serão decisivas no avanço das políticas para manter as receitas de petróleo e os investimentos. O cenário político conturbado cria incerteza para investidores e empresas do setor de petróleo. Muitos dos presentes no evento questionavam sobre como o próximo presidente da República lidaria com as mudanças já implementadas pelo setor.

Para tal, alguns pontos devem ser mais bem endereçados, como por exemplo os programas governamentais, que precisam mostrar resultados. Quais as mais relevantes decisões (já implementadas) que advieram do Gás para Crescer, do REATE, do Rota 2030 e do Combustível Brasil, por exemplo? Questões estruturantes ainda estão na mesa de discussão como o que fazer (e como fazer) com as rotas de escoamento do gás do pré-sal, o uso do gás natural na matriz energética, o acesso por terceiros aos terminais de GNL, os acessos aos dutos de passagem, entre inúmeras outras.

No âmbito da transformação digital, o congresso teve sessões dedicadas a indústria 4.0 e a inteligência artificial. Essas poderão ter um impacto revolucionário no setor, otimizando a eficiência dos processos, aprimorando a segurança operacional e reduzindo custos. Além disso, é natural que haja uma alteração nas funções desempenhadas e nos postos de trabalho. Atividades de tecnologia da informação, computação e programação ganham espaço frente a operações manuais e automatizáveis. Mais que o desenvolvimento de mecanismos de otimização e identificação de problemas, o novo contingente necessitará estar atento à busca pela solução dos problemas, uma mudança rumo a atividades de alto valor agregado e que exigem maior raciocínio lógico.

O evento ainda contou com uma seção dedicada a incorporação de energias renováveis à carteira de negócios das empresas. Com um futuro cada vez mais preocupado com a descarbonização e os impactos ambientais, o setor de óleo e gás é responsável diretamente por atuar na transição para um futuro de baixo carbono, diversificando parte do seu portfólio e fluxo de caixa para iniciativas como a da Petro-

³ <http://rodadas.anp.gov.br/pt/5-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/resultados>

bras junto à Equinor e outra com a Total com foco no desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* no Brasil. A norueguesa já tem experiência em projetos dessa natureza, com três deles no Reino Unido. A empresa se comprometeu em destinar entre 15% e 20% do seu investimento para renováveis até 2030. A Petrobras, por sua vez, já trabalha em um projeto eólico piloto *offshore* no Rio Grande do Norte e outros quatro *onshore*. A geração eólica, entretanto, não é a única forma de destinação dos recursos para renováveis. Oportunidades na geração de energia solar também são bem vistas pelo setor. Em ativos de produção de óleo e gás, grande parte do seu abastecimento de energia (quando não todo) é feita utilizando combustíveis fósseis. Iniciativas como as mencionadas podem permitir até a independência do mesmo da utilização dessas fontes energéticas poluentes.

Por fim, é importante destacar que as possibilidades postas durante o evento foram muitas, mas deveras conhecidas. Ainda que o cenário atual apresente o Brasil como uma das áreas mais interessantes do mundo, países da região equatorial como a Guiana e outros do oeste da África começam a despontar e a atrair a atenção das *majors*, alertando que o Brasil pode não ser a menina dos olhos do resto do mundo por muito tempo. De fato, as mudanças regulatórias, o calendário regular de leilões, a abertura de mercado, são atrativos inegáveis, mas estes necessitam alcançar horizontes mais altos. Num momento de mudança conjuntural com as eleições, é importante que as modificações bem-sucedidas sejam mantidas e iniciativas ainda não implementadas, como as já mencionadas, sejam endereçadas pelo novo governo.



Fonte: IBP (2018)

* 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

Financiamento Climático e Precificação de Carbono no Brasil: análises e perspectivas

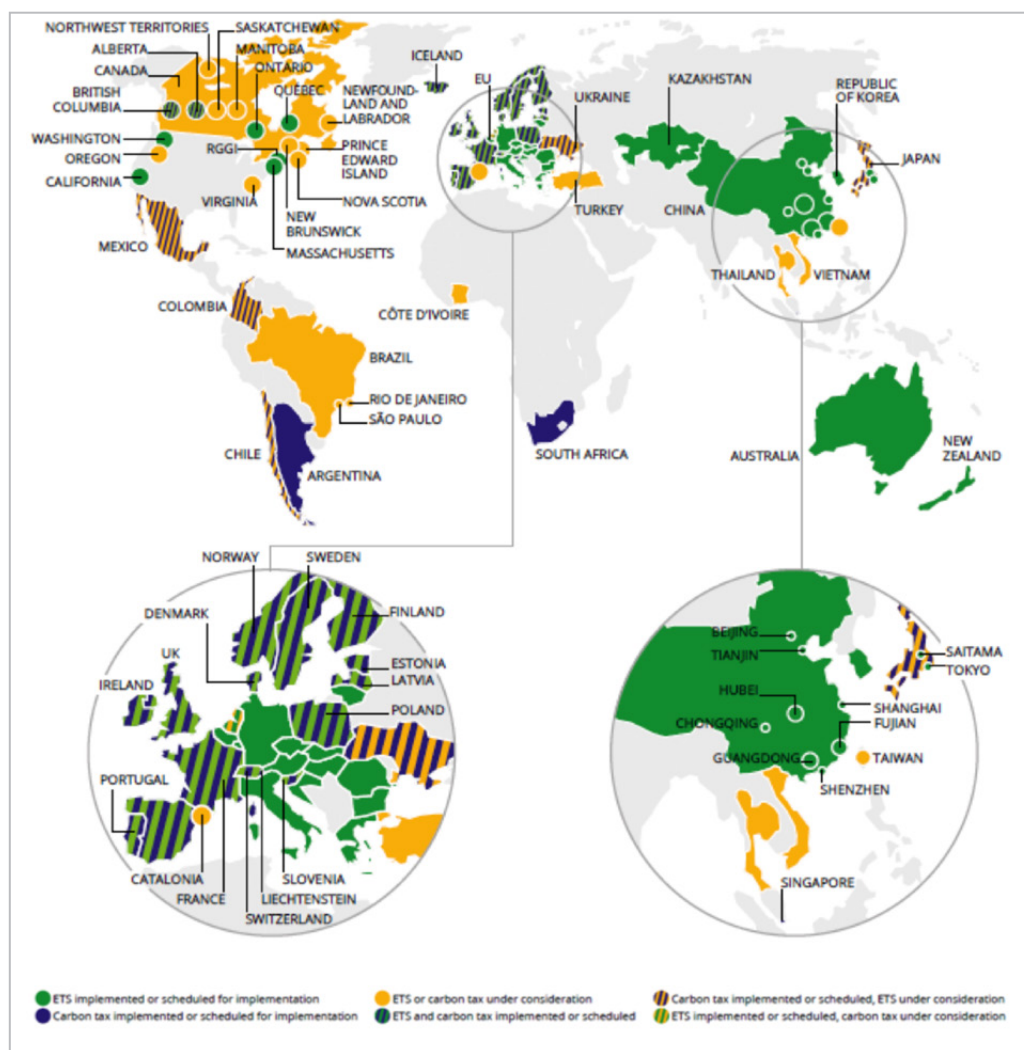
Por Luan Santos*

As mudanças climáticas têm sido identificadas como um dos maiores desafios econômicos e políticos enfrentados pela economia mundial. Tal fato se deve em parte à necessidade de se conciliar a natureza global do problema com a ação a nível regional, nacional e/ou local. Seus impactos têm ocupado cada vez mais um papel central nas discussões políticas, econômicas, sociais e ambientais. Isso ocorre à medida que os países, ao sinalizarem a transição para um modelo de desenvolvimento baseado em uma economia de baixo carbono, vêm buscando soluções e mecanismos para reduzir as emissões de gases efeito estufa (GEE), que sejam técnica e economicamente viáveis, e cuja implementação contribua para o desenvolvimento sustentável [1,2]

Assim, com a pressão sobre os governos para “des-carbonizarem” urgentemente a economia global, os tomadores de decisão e políticos têm se voltado

para soluções de mercado visando a reduzir a intensidade de carbono da economia [3,4,5,6]. É nesse contexto, e após a COP 21, com a adoção do Acordo de Paris em dezembro de 2015, que as perspectivas para redução de emissões de GEE via políticas de precificação de carbono foram ampliadas. Embora o acordo não estabeleça diretamente uma precificação global de carbono, as disposições contidas no Artigo 6 têm o potencial de aumentar a cooperação internacional em favor da mitigação de GEE por meio de mecanismos de mercado [7]. Em 2018, já são 45 jurisdições nacionais e 25 subnacionais regionais, que colocam em prática algum modelo de precificação de carbono [8]. Dentre os principais instrumentos implementados temos medidas tributárias (*carbon tax*), sistemas de comércio de emissões (*emissions trading system* - ETS) ou um mecanismo híbrido. A Figura 1 a seguir apresenta as principais iniciativas e seus respectivos instrumentos.

Figura 1. Mapa de iniciativas regionais, subnacionais e nacionais de precificação de carbono implementadas, programadas para implementação e sob consideração (ETS e imposto sobre carbono)



Fonte: [8]

Em termos de cifras, 82 bilhões de dólares foram movimentados nas iniciativas precificação de carbono pelo mundo, em 2018, gerando receitas aos governos da ordem de 33 bilhões de dólares [8]. Na América Latina, por exemplo, países como Chile, México e Colômbia já precificam o carbono de setores importantes do ponto de vista das emissões de GEE. No Brasil, a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) considera o uso de tais mecanismos, embora a configuração da política climática brasileira não especifique qual/quais será/serão o(s) instrumento(s) econômico(s) para a

precificação de carbono nem como o(s) mesmo(s) operará/operarão. Nesse sentido, muitas dúvidas e incertezas ainda envolvem o debate sobre o futuro da precificação de carbono no país.

No entanto, o Ministério da Fazenda e o Banco Mundial vêm coordenando o projeto *Partnership for Market Readiness* (PMR), que objetiva subsidiar o governo brasileiro no processo decisório para adoção de instrumentos de precificação de emissões de GEE que assegurem os resultados estabelecidos na NDC brasileira e na Política Nacional sobre Mudança do

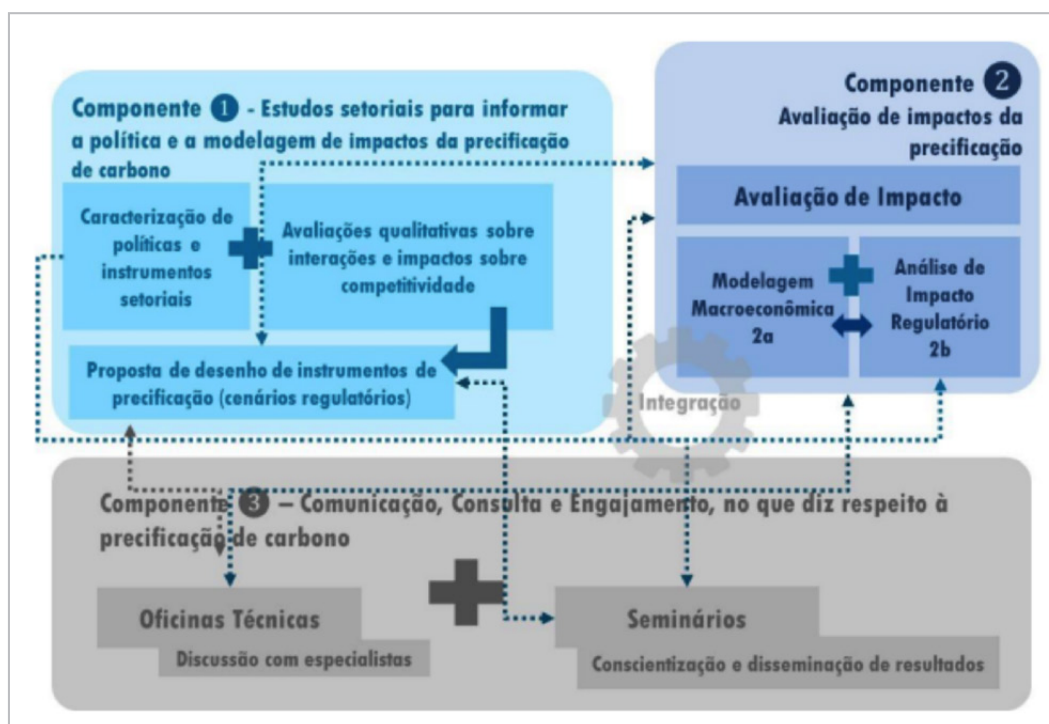
Clima (PNMC) para o período pós-2020. O Brasil se tornou País Implementador da PMR em outubro de 2011 e iniciou a fase preparatória da formulação de sua Proposta de Preparação de Mercado (*Market Readiness Proposal* – MRP, em inglês) [9].

Na atual fase de implementação do projeto, as questões-chave a serem respondidas são:

- i. A partir de 2020, seria viável e conveniente para o país implementar um instrumento de precificação do carbono no contexto da PNMC?
- ii. Se a resposta for positiva, qual é o melhor instrumento para a introdução de um sinal de preço do carbono no Brasil: regular os preços (através de um imposto sobre o carbono), regular quantidades (através de um mecanismo ETS) ou uma combinação de ambos os instrumentos?

Para tanto, esta fase do projeto está dividida em três grandes etapas. A primeira, denominada Componente 1, consiste na elaboração de estudos para fundamentar a formulação de políticas e a modelagem. Nesta etapa, diversos estudos foram realizados, sendo os setores considerados indústria, energia e agricultura. A segunda – Componente 2 –, que se encontra atualmente em curso, busca modelar os impactos econômicos da precificação de carbono em termos de emprego, investimento, competitividade, distribuição de renda, dentre outras variáveis, além de realizar uma análise de impacto regulatório do(s) instrumento(s) de precificação de carbono. Por fim, a terceira etapa – Componente 3 – concentra-se na sensibilização e na capacitação, através de seminários e *workshops* [10]. Segue Figura 2, que esquematiza a estrutura do PMR no Brasil.

Figura 2. Estrutura do PMR no Brasil



Fonte: [10]

Além da discussão sobre precificação de carbono no âmbito do PMR, outras iniciativas vêm sendo desenvolvidas e/ou discutidas no contexto das finanças climáticas. De acordo com o Acordo de Paris, o objetivo das finanças climáticas é tornar os fluxos financeiros consistentes com o caminho para se obter o desenvolvimento baseado em baixa emissões de GEE e resiliente às mudanças climáticas [11]. Do ponto de vista de política governamental, pode-se destacar as compensações de carbono (*carbon offsets*), que consistem no investimento em projetos que reduzem, evitam ou sequestram as emissões de GEE. Um dos seus principais objetivos é criar um mecanismo flexível que incentive projetos de mitigação a serem realizados em setores que não são cobertos diretamente por mecanismos de precificação, como agricultura, florestas e outros usos da terra (AFOLU).

Tem-se ainda o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (Fundo Clima), vinculado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), que financia projetos, estudos e empreendimentos que visem à redução de emissões de GEE e à adaptação aos efeitos da mudança do clima. Destaca-se também os planos setoriais de mitigação e adaptação, tais como o Programa ABC voltado ao financiamento a investimentos que contribuam para a redução de impactos ambientais causados por atividades agropecuárias, além de outros programas, tais como o Plano Indústria, Plano Decenal de Energia, Plano de Mineração, e o Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana.

Destaca-se também o projeto RenovaBio, que objetiva promover a expansão dos biocombustíveis na matriz energética [14]. Por meio da certificação da produção de biocombustíveis, serão atribuídas notas diferentes para cada produtor, em valor inver-

samente proporcional à intensidade de carbono do biocombustível produzido. As distribuidoras de combustíveis deverão comprovar o cumprimento de metas individuais compulsórias por meio da compra de Créditos de Descarbonização (CBio), ativo financeiro negociável em bolsa, derivado da certificação do processo produtivo de biocombustíveis com base nos respectivos níveis de eficiência alcançados em relação a suas emissões.

Do ponto de vista empresarial, ressaltam iniciativas como a precificação interna de carbono, que possibilita calcular o potencial total de redução de emissões de uma dada opção de mitigação e seus custos, de forma que, implicitamente a empresa pode calcular o custo de redução por tonelada de CO₂ e dessa ação (R\$/tCO₂e), que representa seu custo marginal de abatimento [12]. Outra alternativa são os tão debatidos atualmente títulos verdes (*green bonds*), muito parecidos com títulos de dívida comuns, com a diferença essencial de que só podem ser usados para financiar investimentos considerados sustentáveis, como projetos capazes de reduzir emissões de GEE, consumo de água, energia e/ou matérias-primas [13]. Inúmeras empresas brasileiras têm experiências neste mercado, dentre elas o BNDES, a BRF, a Suzano Papel e Celulose, a Fibria, a CPFL Renováveis, dentre outras.

Por fim, do ponto de vista internacional, em dezembro de 2017, foi lançada a Declaração de Paris sobre Precificação de Carbono nas Américas. Por meio desta declaração, os líderes dos governos do Canadá, Chile, Colômbia, Costa Rica e México, os governadores da Califórnia e Washington e os premiers de Alberta, British Columbia, Nova Escócia, Ontario e Quebec reafirmam o compromisso com o Acordo de Paris e comprometem-se a implementar instrumentos de precificação de

carbono nas Américas [15]. Dado as discussões sobre a implementação de instrumentos precificação de carbono no Brasil, certamente esta iniciativa também se coloca como uma oportunidade de integração (*linking*).

Conclui-se que há uma série de oportunidades relacionadas à agenda de financiamento climático e de precificação de carbono no Brasil. Porém, deve-se ressaltar que há alguns desafios a serem analisados, dentre os quais a incerteza sobre a configuração da política climática brasileira em termos de mecanismos e instrumentos econômicos para precificação

de carbono, bem como sobre os fluxos financeiros e de investimento em projetos climáticos. Além disso, a NDC brasileira quantifica algumas medidas específicas, como reflorestamento e aumento da participação da bioenergia no sistema energético brasileiro, mas nem todos os setores são detalhados em termos de objetivos e metas, por exemplo, o setor industrial. Por fim, todo esse debate deve estar alinhado à revisão do quadro regulatório-institucional e às demais políticas já existentes ou em debate, por exemplo, a própria Reforma Tributária, que se encontra (atualmente) em discussão no Congresso Nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). *Cenários Integrados de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa para o Brasil até 2050—Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil*; ONU Meio Ambiente: Brasília, Brazil, 2016.

[2] Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS). *Oportunidades e Desafio da NDC Brasileira para o Setor Empresarial – Setor Industrial*; CEBDS: Rio de Janeiro, Brazil, 2017

[3] International Carbon Action Partnership (ICAP). *Emissions Trading Worldwide: Status Report 2018*; ICAP: Berlin, Germany, 2018.

[4] Perthuis, C.; Trotignon, R. Governance of CO₂ markets: Lessons from the EU ETS. *Energy Policy* 2014, 75, 100–106.

[5] SANTOS, L. Otimização do Valor de Produção no Brasil com restrição de emissão de gases de efeito estufa a partir de uma análise Insumo-Produto. *Dissertação de Mestrado PPE/COPPE/UFRJ*. Rio de Janeiro, 2014.

[6] High-Level Commission on Carbon Prices. *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*; World Bank: Washington, DC, USA, 2017;

[7] SANTOS, L.; GARAFFA, R.; LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A. Impacts of Carbon Pricing on Brazilian Industry: Domestic Vulnerability and International Trade Exposure. *Sustainability*, 10(7), 2390, 2018.

[8] World Bank; Ecofys; Vivid Economics. *State and Trends of Carbon Pricing 2018*; World Bank: Washington, DC, USA, 2017.

[9] Ministry of Finance (MF). *Market Readiness Proposal under the Partnership for Market Readiness Program*, 2014.

[10] PMR – Projeto PMR Brasil. *Componente 1 da Fase de Implementação do PMR – Elaboração de Estudos Setoriais*. Produto 2 – Indústria, 2018.

[11] UNITED NATIONS. *Paris Agreement*. UNFCCC, 2015.

[12] GVCes – Centro de Estudos em Sustentabilidade. *Diretrizes Empresariais para Precificação Interna de Carbono*. GVCes, 2016.

[13] FEBRABAN e CEBDS. *Guia para Emissão de Títulos Verdes no Brasil*. FEBRABAN/CEBDS, 2016.

[14] ANP. *RenovaBio*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/renovabio>>. Acessado em: 15 Set. 2018.

[15] *Paris Declaration on Carbon Pricing in the Americas*. Disponível em: <https://www.ieta.org/resources/News/Press_Releases/2017/Declaration%20on%20Carbon%20Pricing_FINAL.pdf>. Acessado em: 17 Set. 2018.



Luan Santos é Professor do curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Centro de Economia Energética e Ambiental do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (CENERGIA/COPPE/UFRJ). Compôs a equipe da componente 1 do projeto *Partnership for Market Readiness* (PMR), coordenado pelo Ministério da Fazenda e pelo Banco Mundial, que busca analisar a implementação de instrumentos de precificação de carbono na economia brasileira. Tem como principais linhas de pesquisa o estudo da política climática brasileira e a análise dos instrumentos de precificação de carbono no país. Em sua pesquisa de Doutorado no Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), dedicou-se à análise dos impactos da precificação de carbono sobre a indústria brasileira, com o objetivo de propor um desenho de precificação que

reduza os impactos econômicos sobre o setor em termos de competitividade doméstica e exposição ao comércio internacional. Durante o período de doutoramento, participou de cursos sobre implementação e desenho de mercados de carbono para países em desenvolvimento oferecidos pela *International Carbon Partnership Action* (ICAP), em parceria com a *Universidad de Chile*, em 2014, e com a *Imperial College London*, em 2015. É mestre em Planejamento Energético e Ambiental (PPE/COPPE/UFRJ), com bolsa FAPERJ Nota 10, e bacharel em Administração (FACC/UFRJ), com extensão no Mestrado Integrado em Engenharia Ambiental pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Foi professor colaborador da PUC-Rio e da Fundação Dom Cabral (FDC) nas áreas de mudanças climáticas e desenvolvimento sustentável. Foi coordenador do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), além de ter experiências em instituições como United Nations, no Rio de Janeiro (Brasil) e em Copenhagen (Dinamarca), CentroClima/COPPE/UFRJ, COPPEAD/UFRJ, FURNAS S.A., dentre outras. É autor do livro “Economia do Meio Ambiente e da Energia: fundamentos teóricos e aplicações”.

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



OPINIÃO

Projeto poço transparente: testes para reservatórios de baixa permeabilidade - gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica¹

Por Fernanda Delgado*

Este artigo visa explorar as experiências internacionais com a execução de poços transparentes, utilizados para não só avaliar o potencial dos folhelhos (*shale*) de uma região, mas ao mesmo tempo monitorar a prática de forma ambientalmente segura, e com isso subsidiar a normatização ambiental brasileira para a atividade.

1. RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE NO BRASIL

O espaço do gás natural nas matrizes energéticas mundiais é, majoritariamente, consenso. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2017)², a segurança energética é o uso ininterrupto de fontes de energia fisicamente disponíveis a preços acessíveis. O conceito se confunde, porém, com o da

independência energética, onde a energia é procurada dentro do país para reduzir o peso das importações na demanda de energia. Nesse sentido, muito tem sido discutido sobre a importância da revitalização da exploração *onshore* no Brasil, tema que ganhou força recentemente com o lançamento do programa REATE. Essa discussão abre as portas para um mercado quase inteiramente novo no país: a exploração de recursos de baixa permeabilidade, em especial, folhelhos.

Segundo FGV Energia (2018)³, diferentes estratégias adotadas por países e empresas estão determinando uma mudança na forma de investir em *upstream* em todo o mundo. Ao contrário do Brasil, atividades em ativos *onshore* permanecem como

¹ Texto previamente publicado na Revista Brasil Energia em setembro de 2018
² <https://www.iea.org/>

o destino principal de 40% desses investimentos (WEI, 2018)^{4 5}. Os investimentos em escala internacional em *shale*, inicialmente no setor de gás natural e depois no de óleo, cresceram rapidamente de 2007 a 2008 e devem atingir quase um quarto do total desses setores em 2018. Esse movimento indica que a indústria está mudando para projetos de ciclos mais curtos capazes de gerar fluxo de caixa mais rápido, e também confiando cada vez mais em ativos caracterizados por taxas de declínio acentuadas, alterando parcialmente a natureza tradicional de longo prazo do setor de óleo e gás.

Dessa forma, a discussão da exploração de *shale gas* no Brasil entra na pauta do dia, em que a oferta descentralizada de petróleo e gás natural fomentaria o desenvolvimento local e regional, a geração de emprego e renda, estimularia a expansão da malha de gasodutos do país, incitaria a expansão da geração termelétrica a gás na boca do poço, possibilitando o desenvolvimento de novos mercados, assim como a participação de empresas de menor porte no E&P no Brasil.

Atualmente, não é possível explorar recursos não convencionais no Brasil devido a questões legais que suspenderam os procedimentos de fraturamento hidráulico. O esforço exploratório deste recurso, no entanto, deve ser discutido no país por várias razões. Primeiro, por causa do cada vez mais frequente cenário de estiagem no Brasil, que impacta a geração

hidrelétrica, e da intermitência e variabilidade da geração eólica e solar, o gás de folhelho poderia ser parte de uma solução para aumentar o suprimento de gás natural e abordar os problemas enfrentados pelo setor elétrico hoje. Em segundo lugar, a diversidade de energia é importante em qualquer lugar. Explorar novas fontes traz independência energética, contribuindo para reduzir a importação de energia.

Além disso, explorar este novo recurso contribuirá para a diversificação no fornecimento e consequente redução de preço, aumentando também a concorrência na distribuição do gás. Os preços de gás natural no Brasil são altos, especialmente quando comparado ao mercado norte-americano (no Brasil U\$6,2/MMBTU gás importado da Bolívia; U\$7,5/MMBTU preço que a Petrobras vende no citygate; nos EUA U\$2,96/MMBTU Henry Hub). O gás natural é um insumo importante para o setor industrial e, consequentemente, essencial para o desenvolvimento econômico. Dessa forma, o gás de folhelho pode contribuir para um mercado mais equilibrado no Brasil.

Entretanto, no Brasil, entre outros fatores, existem dois grandes problemas em relação ao desenvolvimento do *shale gas*: a competição com a produção norte-americana (de custo consideravelmente mais baixo⁶) e questões regulatórias e preocupações sociais, como as ambientais, que podem dificultar o desenvolvimento desse recurso. Também há um *development lag* até que se tenha sucesso em

³ <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/os-investimentos-em-upstream-e-o-aumento-dos-precos-do-petroleo-no-mercado-internacional>
⁴ <https://www.iea.org/wei2018/>

⁵ Ao longo dos anos, os investimentos em exploração e produção (E&P) no Brasil foram fortemente deslocados para o nosso horizonte marítimo. Os grandes reservatórios de petróleo na costa, com alta atratividade para atuação das empresas, não impedem o desenvolvimento de áreas em terra (Firjan, 2018). Disponível em: file:///C:/Users/fernanda.jesus/Downloads/06_FIR_onshoreportugues-web_fz.pdf

⁶ A produção de gás nos Estados Unidos é de cerca de 2,5 milhões de metros cúbicos por dia e está aumentando rapidamente. O preço deste gás é de cerca de 0,75 centavos de dólar por MMBtu para um produtor e cerca de 1 dólar ou 1,5 dólares para uma operação comercial. Os produtores buscam, incessantemente, aumentar sua produtividade porque, uma maior eficiência contribuirá para uma melhor competitividade e menores impactos ambientais.

projetos como estes. Por exemplo, os EUA começaram a desenvolver essa indústria na década de 1990 e cometeu muitos erros no processo.

Ainda assim, em prol do elenco de benefícios socio-econômicos, principalmente em relação à geração de empregos, no Brasil entende-se que o país deve iniciar um debate público para desmistificar a exploração do *shale gas*, tais como preocupações desproporcionais relacionadas aos seus reais impactos ambientais. Da experiência dos Estados Unidos, é possível discernir que os pequenos produtores são fundamentais para a expansão da indústria e que as comunidades onde se encontram os reservatórios têm lucrado com isso. É importante para a sociedade brasileira considerar o *trade-off* entre benefícios econômicos e potenciais impactos ambientais.

Daí a importância do projeto de um poço transparente. Sua implementação trará visibilidade para os recursos de baixa permeabilidade e conformação na avaliação de como melhor desenvolver essa fonte de energia no Brasil. Este projeto piloto será útil para testar suposições antes de produzir o gás de folhelho em uma escala maior, além de padronizar conceitos e disseminar conhecimento e informações sobre recursos de folhelho e a técnica do fraturamento hidráulico (*fracking*) no país.

2. PROJETOS DE POÇOS TRANSPARENTES

Algumas das melhores práticas sobre a execução de projetos piloto de perfuração e fraturamento hidráulico acontecem na Polônia e nos EUA, nos respectivos SHEER (*Shale Gas Exploration and*

Exploitation Induced Risk) e MSEEL (*Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory*). A compilação de informações e análises nesta seção visam criar um arcabouço de conhecimento sobre esses projetos de forma a derivar técnicas de monitoramento válidas que permitirão a implementação de forma ambientalmente segura, assim como subsidiar a normatização ambiental brasileira.

O Projeto SHEER⁷

A Polônia é um dos países com as maiores reservas estimadas de *shale gas*. A Agência Internacional de Energia estimou, em 2013, uma quantidade de 187 trilhões de metros cúbicos de *shale gas* tecnicamente recuperável. A exploração bem-sucedida diminuiria a dependência da Polônia em outros países para o abastecimento de energia, principalmente na Rússia (da qual importa 60% do seu gás consumido)⁸, o que garantiu um maior apoio político à iniciativa.

Por isso, já em 2007, o Ministério do Meio Ambiente polonês começou a desenvolver a indústria de *shale* no país. Dessa forma, a fim de promover e melhor entender a exploração desse recurso, foi implementado o projeto SHEER que visa entender, avaliar, prevenir e mitigar potenciais impactos ambientais e riscos, no curto e longo prazo, da exploração polonesa do *shale*, principalmente em relação à: contaminação de águas subterrâneas, poluição do ar e atividade sísmica. Localizado em Wysin, na região da Pomerânia, a formação de *shale* está circunscrita, na Polônia, à bacia do Báltico. Dessa forma, há uma preocupação em caracterizar os efeitos que a exploração de *shale* terá no aquífero devido à sua importância para a população local.

⁷ <http://www.sheerproject.eu/about/about-sheer.html>

⁸ <https://pdfs.semanticscholar.org/49b6/eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2.pdf>

O primeiro poço perfurado ocorreu em 2013, com a intenção de identificar a sequência geológica e potenciais horizontais para a exploração de *shale*. Os outros dois poços foram perfurados em 2015, com o faturamento hidráulico ocorrendo em junho e julho de 2016. O projeto foi financiado pelo programa de pesquisa e inovação *EU Horizon 2020*, com um custo de 2.601.720 euros⁹. Os resultados do monitoramento realizado no projeto são listados na Figura 1.

Cabe mencionar que o desenvolvimento da exploração de *shale* é diferente nos EUA e na Europa por diversos motivos. Um deles é a densidade populacional, que nos países europeus é muito maior que nos Estados Unidos, afetando negativamente o processo de extração em termos de custos e dificuldades. Outro é a legislação nos direitos de recursos do subsolo, que na maioria dos países europeus, Polônia inclusive, é do Estado e não do proprietário da terra como nos EUA. Mais uma diferença vem na grande quantidade de água necessária para o processo de faturamento hidráulico, um recurso mais escasso na Europa do que nos Estados Unidos – a Polônia, por exemplo, tinha em 2011 um sexto da disponibilidade per capita de recursos hídricos dos EUA¹⁰.

Adicionalmente, um fator importante na exploração de reservatórios de baixa permeabilidade na Polônia é a “licença social” para operar. Há um grande problema na representação do risco ambiental e científico para o público geral, e um ciclo vicioso em que a divulgação contínua de informações imprecisas ofusca a publi-

cação de estudos científicos. Consequentemente, é feita na Europa uma abordagem mais cautelosa em relação ao *shale*, comparado aos Estados Unidos¹¹. No entanto, ao contrário do que ocorre nos EUA e na Europa Ocidental, a disponibilidade energética desempenha um papel muito mais importante nas discussões dos países pós-socialistas da União Europeia, pois as despesas com energia representam uma porcentagem maior da renda familiar mensal¹².

Apesar disso, a exploração de *shale* é geralmente bem vista na Polônia e tem forte aceitação pela população. Diferentemente da União Europeia, a sociedade polonesa nunca impediu o desenvolvimento do setor – até entre aqueles que moravam em áreas com maior atividade de *shale*, a aceitação era de mais de 75%, desde que os riscos de saúde e ambientais fossem adequadamente abordados¹³. Três pontos importantes circunscrevem o debate no país: a perspectiva econômica (geração de emprego e renda, principalmente em comunidades locais), de segurança nacional, e a transição energética do carvão para o gás natural¹⁴.

O Projeto MSEEL¹⁵

O projeto MSEEL começou em 2014 e está localizado a cerca de três quilômetros de *Morgantown*, West Virgínia. O objetivo da MSEEL é fornecer um campo colaborativo para desenvolver e validar novos conhecimentos e tecnologias, a fim de melhorar a eficiência de recuperação e minimizar as implicações do desenvolvimento de recursos não convencionais.

⁹ <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/shale-gas/sheer>

¹⁰ <http://www.sheerproject.eu/images/deliverables/SHEER-Deliverable-7.4.pdf>

¹¹ https://ac.els-cdn.com/S1876610217335658/1-s2.0-S1876610217335658-main.pdf?_tid=be68a4ed-a836-43ad-a836-cf5a167dee85&acdnat=1531839326_4176bca2e2fdb3c9e75e38e925b104ab

¹² <http://sp.lyellcollection.org/content/specpubgsl/early/2018/05/11/SP465.16.full.pdf>

¹³ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629616301384#bib0255>

¹⁴ <https://pdfs.semanticscholar.org/49b6/eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2.pdf>

¹⁵ <http://mseel.org/>

Operadores, fornecedores de equipamentos e centros de tecnologia, com autonomia para tomar decisões de investimento (grandes despesas de capital), patrocinam este projeto com 11 milhões de dólares: o Departamento de Energia americano financiou 4 milhões e 7 milhões vieram de empresas privadas.

O MSEEL consiste em um ambiente multidisciplinar e multi-institucional, integrando engenharia e geociência, em cooperação com a empresa operadora, a *Northeast Natural Energy*, e o Departamento de Energia. O projeto opera dois poços horizontais perfurados em 2011 e mais dois perfurados e concluídos em 2015. A produção é limitada à capacidade de distribuição dos gasodutos e ao consumo na cidade de Morgantown, mas os poços do projeto são capazes de produzir vários milhões de pés cúbicos de gás por dia.

Várias inovações fazem parte do projeto¹⁶. Além disso, o desenvolvimento de *superpads* permitiu perfurar poços mais longos. Os primeiros poços estão a cerca de 1.000 metros laterais, enquanto os outros dois poços chegaram a 2.500 metros laterais. Embora estes poços não produzam por muito tempo, suas vidas úteis aumentaram e o tempo de perfuração caiu por conta da elevada produtividade. Enquanto isso, custos foram reduzidos de 5-7 milhões de dólares por poço para 3-4 milhões de dólares¹⁷.

Devido a preocupações ambientais, a oposição à exploração e ao consumo de combustíveis fósseis

é crescente. É importante lembrar, no entanto, que qualquer tipo de energia cria resíduos, quer na sua produção, quer no seu consumo. A solução é mitigar o problema da melhor forma possível, por meio da diversificação de fontes de energia. Segundo os especialistas do projeto MSEEL, o gás natural é a melhor solução de contorno em direção a maior inserção de renováveis, por causa de seus custos mais baixos e menores emissões de CO², em comparação com o carvão. Além disso, segundo a IEA (2018) o padrão de sociedade como conhecemos atualmente consome uma grande quantidade de energia, corroborando com a manutenção dos combustíveis fósseis nas matrizes energéticas por um bom tempo ainda. Mesmo assim, com essas preocupações em mente, todos os aspectos ambientais dos poços do projeto MSEEL são rigidamente monitorados: quanto aos impactos ambientais, quanto à qualidade do ar (CO², poeira e emissões de metano), emissões de escape dos veículos utilizados no projeto, qualidade da água e resíduos de perfuração. Além disso, asseguram que todas as normas norte-americanas para resíduos radioativos sejam cumpridas. A Figura 1 lista alguns impactos monitorados pelo projeto.

O projeto da MSEEL ainda está em andamento. O objetivo hoje é melhorar o fator de recuperação dos poços. Adicionalmente, foi possível melhorar a eficiência do processo de perfuração: enquanto costumava levar trinta dias para perfurar poços no passado, novos poços são perfurados em sete dias, que, a um custo de 30 mil dólares/ dia de operação, representa uma economia significativa de recursos financeiros.

¹⁶ <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/low-permeability-reservoirs-it-more-drilling-wells-mseel-experience-brought-brazil>

¹⁷ <http://mseel.org/>

Figura 1: Quadro comparativo dos Projetos de Poço Transparente: alguns fatores monitorados e seus resultados

Projetos	Abalos Sísmicos	Qualidade do ar	Contaminação subterrânea (tipos de poluentes)	Área Geográfica	Reserva de Gás de Folhelho	Número de poços do projeto	Investimento
Sheer	Ruídos (ocorridos próximo à superfície) e somente durante o fraturamento hidráulico.	A maioria dos poluentes, como material particulado, ozônio, metano e hidrocarbonetos, não tem correlação com a atividade de exploração.	As propriedades da água mantiveram-se quase inalteradas no período da atividade. Os níveis de compostos iônicos só foram excedidos em uma ocasião, com o fluoreto.	Wysin (Polônia)	176 trilhões de ft ³ Polônia (reserva não provada)	3	EU\$ 2,6 Milhões
MSEEL	Ondas de longa duração (LPLD) vinculados a alta pressão de água no local. Nada preocupante foi encontrado relativo à exploração ¹⁸ .	Identificaram-se concentrações de metano e COVs ao longo dos poços, bem como compostos nitrogenados em níveis não alarmantes e considerados habituais para atividades exploratórias ¹⁹ .	Nenhuma evidência de contaminação com líquidos de perfuração ou água produzida foi detectada. Cabe destacar que métodos de mitigação de possíveis efeitos foram aplicados desde a construção do projeto ²⁰ .	Morgantown, West Virginia (EUA)	622,5 trilhões de ft ³ USA (reserva não provada)	4	US\$ 11 Milhões

Fonte: Elaboração própria, 2018

3. O POÇO TRANSPARENTE BRASILEIRO

O gás natural em terra vem sendo priorizado pelo governo brasileiro como recurso essencial de geração de energia de baixo custo para a sustentação de projetos de desenvolvimento de importância local e regional (vide os programas governamentais como o Gás para Crescer, a Nova Lei do Gás e o REATE, por exem-

plo). O gás natural, tanto convencional, quanto não-convencional, é, portanto, parte essencial das opções de política energética do país para o desenvolvimento regional, a geração de riqueza e a redução das desigualdades. O Governo Brasileiro entende que, desde que atendidas as corretas condições de prevenção e mitigação, em termos de segurança operacional,

¹⁸ <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/URTEC-2670481-MS?id=conference-paper%2FURTEC-2670481-MS>

¹⁹ <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Publications/factsheets/Research/R-D160.pdf>

²⁰ <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/URTEC-2669914-MS?id=conference-paper%2FURTEC-2669914-MS>

proteção da saúde humana e preservação ambiental, os recursos petrolíferos não-convencionais podem e devem ser explorados e produzidos para contribuir com a segurança energética do País (PROMINP, 2016).

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 estratégicos revitalizar e estimular, assim como aumentar a competitividade da indústria petrolífera no ambiente *onshore* (FGV Energia, 2018)²¹. Apesar de o Brasil possuir considerável potencial *onshore*, estas áreas das bacias são ainda pouco exploradas. Além disso, a falta de investimentos recentes no *onshore* se explica pela opção brasileira de exploração em águas profundas e ultra profundas a partir dos anos 90.

Dessa forma, o Programa REATE abre a porta para a saída da Petrobras do *onshore*, por meio dos desinvestimentos, e para a entrada em discussão da exploração de recursos não convencionais por fraturamento hidráulico. Ainda há muito a ser discutido e muitos autores e pareceres que devem ser estudados e analisados sobre como se dará a entrada do fraturamento hidráulico no Brasil. Entretanto, entre os assuntos que comporão a agenda dos *stakeholders* envolvidos está a autorização para a execução de um projeto piloto de fraturamento em pequena escala para uma análise mais apurada dos riscos envolvidos (FGV Energia, 2018).

O Brasil possui vastas áreas exploratórias com potencial para não convencionais, especialmente nas Bacias do Parnaíba e Recôncavo, algumas contendo blocos

já contratados. Segundo a ANP (2018), o programa exploratório dos blocos arrematados prevê investimentos mínimos de R\$ 250 milhões²².

As estimativas indicam potencial relevante de desenvolvimento da indústria de não-convencionais no Brasil e aumento das reservas de gás em locais estratégicos e próximos ao mercado consumidor. Ainda assim, é necessária quantificar/qualificar a importância do potencial dos recursos não convencionais na matriz energética nacional, e buscar um modelo que seja adequado a sua realidade geológica, fomentando estudos técnicos, pesquisas de campo e desenvolvimento de parcerias entre Governo e o Setor Privado.

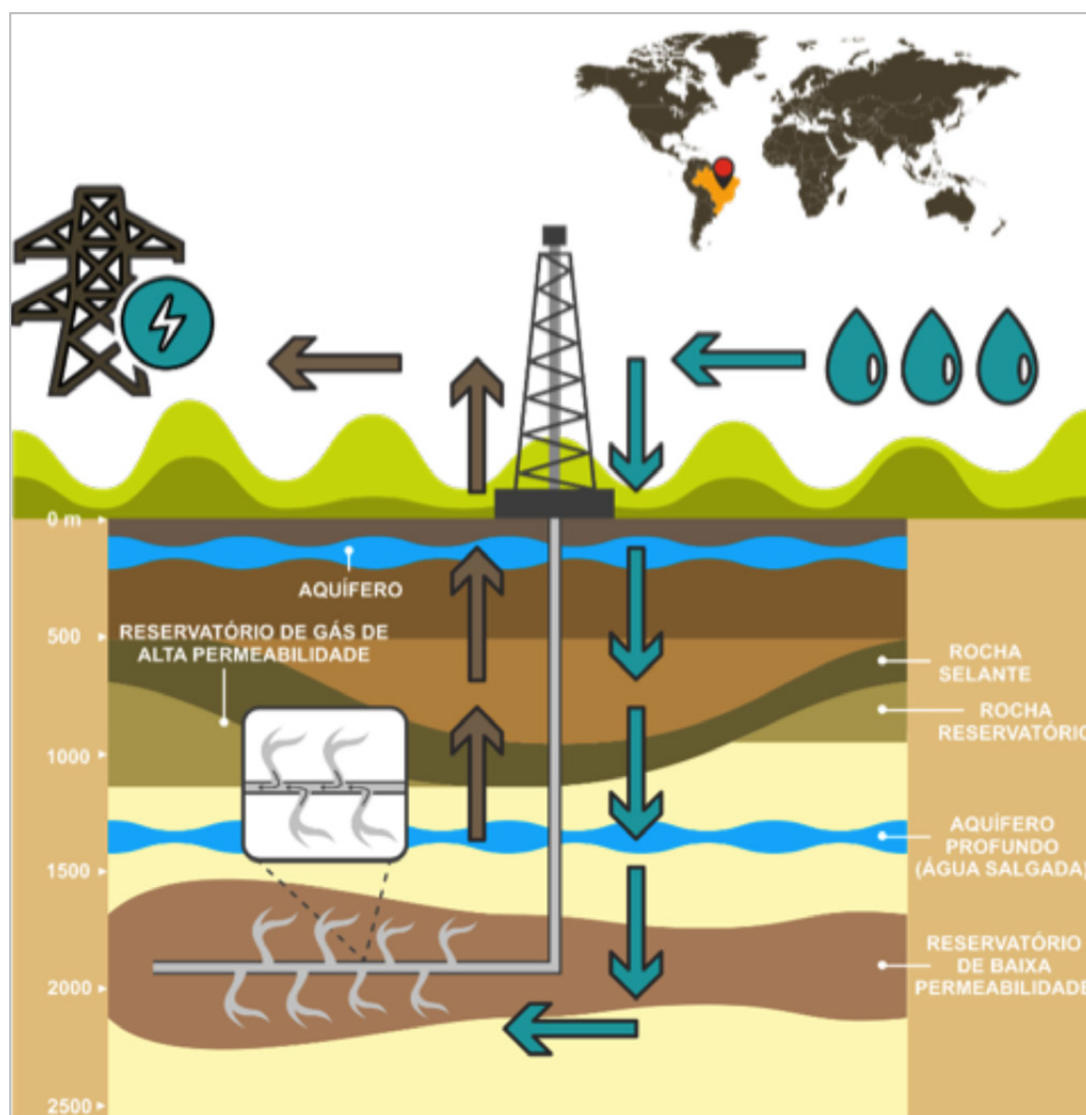
Um dos pontos mais importantes é a manutenção da estabilidade regulatória para atrair novos investimentos e para o início da exploração dos recursos não convencionais no país, de forma que haja disponibilidade de equipamentos específicos e infraestrutura de produção (dutos, armazenamento, mão de obra qualificada, processamento, refino).

Dessa forma, o Projeto Piloto (Figura 3), também chamado poço transparente, visa conferir credibilidade, sustentabilidade e aquisição de conhecimento, assim como ampliar o conhecimento sobre a técnica de fraturamento hidráulico, principalmente para os órgãos ambientais, entre os entes públicos e toda a sociedade. Ao criar condições para a exploração dos recursos não convencionais, de maneira a permitir a avaliação do potencial de produção do Brasil, o poço transparente será capaz de apresentar os benefícios econômicos para a sociedade inerentes à atividade petrolífera, viabilizando novos investimentos.

²¹ <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/o-programa-reate-e-desmistificacao-do-fraturamento-hidraulico-no-brasil>

²² Em comparação, os investimentos no desenvolvimento de reservatórios não convencionais na Argentina são da ordem de US\$ 3 bilhões de dólares anuais, quase metade do investimento total (US\$ 6.8 bilhões) da indústria de O&G no país em 2017.

Figura 3: Poço transparente – esquema de monitoramento



Fonte: Eneva, 2018

Como visto nos exemplos internacionais supracitados, a granularidade das informações advindas do monitoramento da qualidade do ar, da água, das atividades sísmicas, da infraestrutura e logística do projeto, bem como as questões socio-econômicas adjacentes permitem uma ampla amostra de dados para entender como a atividade nesse *play* específico funcionará nas especificidades brasileiras. Além disso, a interatividade para acompanhamento em tempo real das atividades do poço, de fácil acesso

e transparente para comunidade, além do emprego de linguagem clara e direta, é importante para desenvolvimento da atividade no país.

Entretanto, muitas outras questões ainda seguem em aberto para serem discutidas antes da implantação do projeto no país, tais como a possibilidade do uso de recursos de P,D&I para pleno acompanhamento das operações de perfuração e fraturamento hidráulico, a monetização da produção (geração

termelétrica, refino, petroquímica), novas tecnologias para aumento do fator de recuperação, cooperação internacional (treinamento e participação em fóruns internacionais), recursos financeiros para a caracterização e monitoramento ambiental, aproveitamento econômico pelo operador com aumento de conhecimento do processo pelas instituições participantes, e como já mencionado, melhoria na

regulação, com segurança para os órgãos licenciadores, empreendedores e sociedade.

No geral, a principal mensagem sobre o *shale* no Brasil é que superemos a hesitação, entendendo como o folhelho pode ser desenvolvido no Brasil e, a partir daí, ajustemos o que é necessário para que o país possa se beneficiar desse recurso.



Fernanda Delgado é Pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência Profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. 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.

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



OPINIÃO

Gás natural: Escada para o paraíso ou estrada para o inferno?

*Por Carlos Augusto Arentz Pereira**

Ainda no esteio da iniciativa Gás para Crescer, prosseguem entre os agentes do mercado, as discussões sobre os potenciais modelos e caminhos para obtenção de um mercado de gás natural no Brasil, mais aberto, competitivo e sustentável. Recentemente ocorreram dois eventos específicos deste tema. Uma reunião da Agência Internacional de Energia (IEA), que teve como anfitrião o Ministério de Minas e Energia (MME) em Brasília, e um seminário organizado pelo Energy Industries Council (EIC) com participação de pesquisadores do Oxford Institute of Energy Studies (OIES) no Rio de Janeiro.

No primeiro, ocorrido em final de agosto, os pesquisadores do IEA apresentaram resultado de um estudo com algumas sugestões de políticas públicas que poderiam ser aplicadas no Brasil, considerando o objetivo de um novo mercado de gás, baseado em toda documentação que foi desenvolvida pelos subgrupos que debateram o Gás para Crescer.

O segundo evento, que foi realizado no início de setembro, seguiu uma linha semelhante, expondo

as experiências europeias com as mudanças do mercado de gás por lá, mesclado com participação e apresentações de agentes governamentais como o próprio MME, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e agentes do mercado como a Petrobras, Equinor, Shell, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) entre outros, mostrando suas visões e previsões para o mercado de gás natural.

Vou ousar resumir os principais questionamentos da audiência de ambos os eventos em alguns pontos simples:

- Como atingir este mercado sustentável?
- Qual o roteiro para alcançá-lo?
- Em quanto tempo se chega neste ponto?
- Haverá vantagem de preços?

Em Brasília, os representantes da IEA foram peremptórios em afirmar que não propunham um roteiro, somente indicavam sugestões de melhores políticas públicas, à luz das experiências internacionais cole-

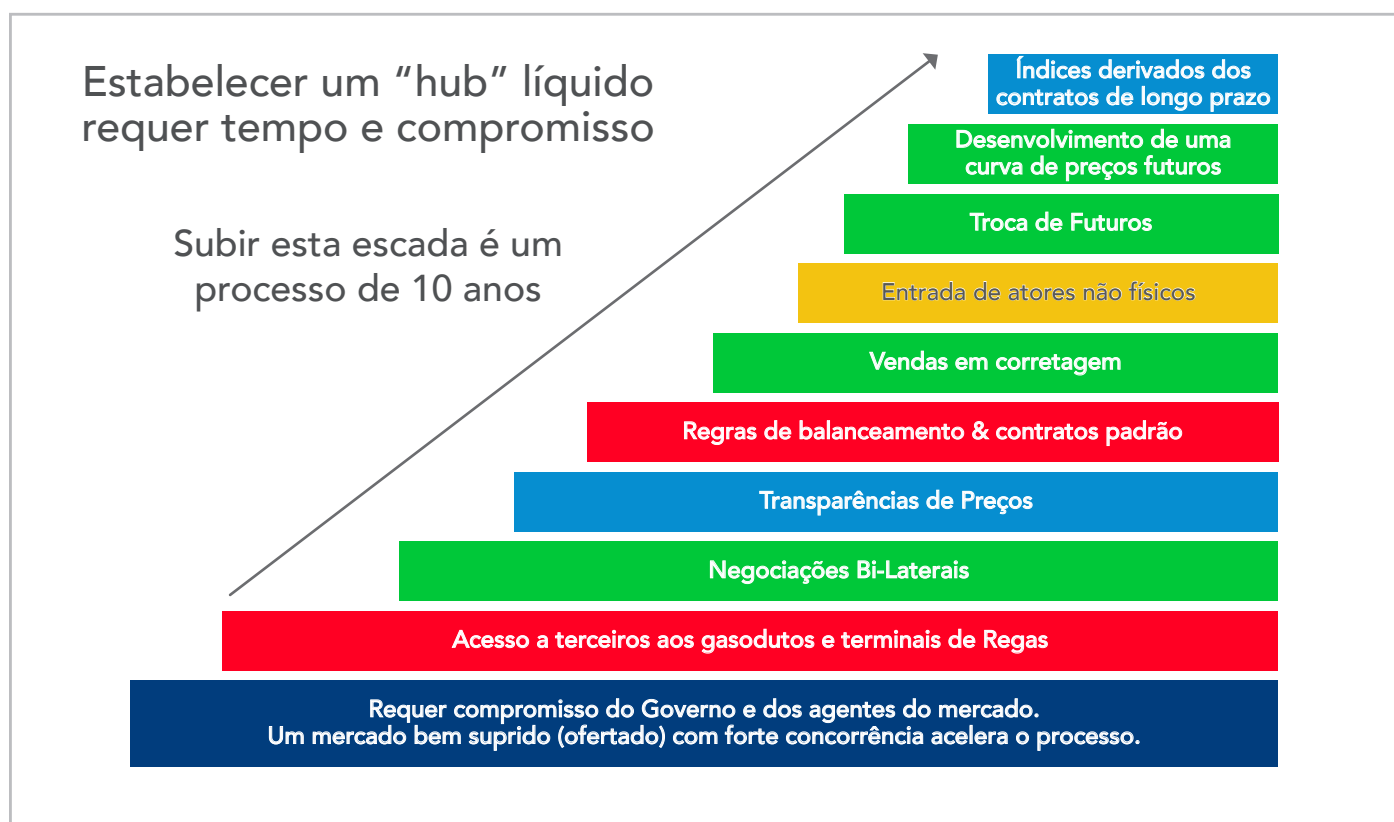
tadas por eles. Caberia ao Brasil traçar seu próprio caminho. Quanto às vantagens relativas dos preços futuros, neste novo modelo de mercado, não foram taxativos, apenas afirmando que o mercado mais aberto potencialmente apresentaria mais oportunidades e a participação de mais agentes conduziria a uma maior liquidez e por consequência preços mais competitivos. Quão mais competitivos? Reticências...

No seminário do Rio, um dos pesquisadores da OIES apresentou um breve histórico da liberalização do mercado de gás na Europa, mudando ao longo de 30 anos, de um mercado inicialmente organizado e investido por um chamado “agente incumbente”, que evoluiu ou foi transformado num

mercado aberto com diversos atores, mais concorrencial e com nível de transparência maior do que o anterior. Inexoravelmente, em todos os mercados de gás da Europa, este “agente incumbente”, a quem coube lançar as bases deste mercado, foi uma grande empresa nacional monopolista de petróleo, gás e /ou energia.

Resumi esse caminho, num desenho de diversas etapas, que se assemelha a uma escada. Esta figura, começou a ser identificada entre eles da OIES, como a “escada para o paraíso”, referência a uma famosa música de Rock “Starway to Heaven” do Led Zepellin. Estimam que a subida desta escada é um processo de aproximadamente 10 anos.

Figura 1: “A escada para o paraíso” adaptado de citação do Prof. Jonathan Stern – Liberalising and Regulating Natural Gas Markets – European Experience.



Fonte: Oxford Institute for Energy Studies no evento BRAZIL FUTURE ENERGY SUMMIT Rio de Janeiro, September 3, 2018. Tradução do autor.

Contudo, não deixou de mostrar que aquelas etapas e consequentes mudanças, não ocorreram sem cobrar seu preço, apresentando a lista do “antes e depois” dos agentes incumbentes originais europeus. Ficou claro que os mesmos sofreram transformações significativas, tendo estas empresas sido reduzidas, vendidas, eventualmente substituídas e em alguns casos, eliminadas do mercado. Para alentar uma parte, então apreensiva, da audiência, informou que algumas poucas se fortaleceram e se tornaram em alguns dos atuais “campeões” do mercado, empresas pan-europeias de gás e energia, o que talvez no passado chamássemos de multinacionais.

Também questionado sobre as vantagens de preço obtidas após a mudança, ponderou que os preços do mercado aberto teriam ficado potencialmente menores do que poderiam ter sido no cenário de mercado anterior. Ou seja, na visão deles, a continuidade do mercado controlado ou mantido pelo agente incumbente, levaria ao longo do tempo, a maiores custos na obtenção e disponibilização de novos volumes de gás natural. A liberalização, com sua multiplicação de agentes, teria proporcionado mais oferta e investimento, tornando o mercado mais líquido.

Somaram-se a estas palestras, outras tantas apresentações e intervenções relevantes em ambos os eventos, que tornaram o debate extremamente interessante. Destacamos alguns pontos mais conexos aos aspectos que serão comentados adiante. Da ANP, a necessidade de destravar o potencial exploratório brasileiro e a oportunidade de transição no mercado de gás, com a mudança de sistema de tarifação de transporte e a criação dos “hubs” regionais de preço de gás natural. Da EPE, a ratificação da continuada importância do gás natural, em especial o GNL, como fonte termelétrica. Da FGV, a preocupação com a penetração das ener-

gias renováveis e as mudanças na matriz energética, sociedade e empresas.

Todos em uníssono, elogiaram a iniciativa do Gás para Crescer, louvores efetivamente merecidos, considerada a ousadia da iniciativa e o trabalho empreendido. O MME afirmou que com ou sem Gás para Crescer, o mercado está mudando, o que é fato. Em meio a tantas abordagens interessantes e complementares, um palestrante, citando as possíveis agruras aventadas, manifestou seu receio quanto à possibilidade de que a citação musical apropriada pudesse ser “estrada para o inferno”, “Highway to Hell”, do AC/DC.

Com esta preocupação em mente, considerem-se as lições que o caso europeu oferece ao brasileiro. Este uso parece válido, uma vez que há semelhanças entre os dois casos, especialmente no que tange às distâncias físicas e ao sistema de governança federativa com regras específicas das unidades locais (países ou estados). No entanto, há que se ter atenção quanto a algumas diferenças significativas.

O mercado europeu, quando do início da liberalização nos anos 90, contava com cerca de 180.000 km de gasodutos de transporte e consumia cerca de 300 milhões de metros cúbicos por dia. Este gás recebido por gasoduto, podia ser oriundo de pelo menos três países grandes fornecedores externos à comunidade, com capacidade para atender cerca da metade da demanda. E a quantidade de agentes incumbentes então, superava o número de países participantes daquele mercado.

O mercado de gás brasileiro conta com 9.400 km de gasodutos, uma demanda de 90 milhões de metros cúbicos e somente um grande supridor externo, que pode atender até cerca de 30% da demanda.

E um único “agente incumbente” que supre cerca de 80% do consumo, 50% com produção própria e 30% comercializado dos supridores externos. Num território equivalente ao dobro da área da atual Comunidade Europeia e 85% da Europa Ocidental.

Logo, quando os europeus começaram a subir a sua “escada para o paraíso”, 30 anos atrás, ela estava assentada sobre uma grande base. Por aqui, para escalarmos degraus similares, ainda há muita base a ser construída. Precisamos de investimento em transporte, serviços e demanda, precisamos de novos atores efetivamente imbuídos em assumir os papéis ao longo da cadeia de suprimento, quiçá como novos “agentes incumbentes”, e ... precisamos de gás! Nas palavras da ANP, “destravar o potencial exploratório brasileiro”.

Claro, há uma série de outras providências, como efetivar as promessas de produção do Pré-sal, renegociar o gás boliviano, concluir os projetos de GNL em andamento, realizar a chamada pública da contratação de capacidade do gasoduto boliviano, venda de outros ativos de gás, projeto da Rota 3, ufa...

Não estou sendo pessimista e nem desejo ser retrógrado, apenas quando vislumbro todo este conjunto de informações, fico com a impressão que galgar esta escada, para o mercado de gás brasileiro não será uma escalada de 10 anos. Ao mesmo tempo, sou obrigado a concordar com a preocupação sobre qual citação de música seria mais adequada, porque para alguns, esta “subida de escada” poderá virar uma “estrada para o inferno”. Por que?

Porque em mais de 10 anos de transformação, poderemos estar chegando num futuro muito diverso do que o projetado. Eu sei, isto se chama risco. Mas

neste caso, além das incertezas usuais e alterações previstas e vividas por aqueles que já seguiram esta rota, há incertezas nacionais.

O atraso ou não disponibilização de volumes de gás natural esperados entre pré-sal, gás boliviano e projetos de GNL, pode tornar o primeiro degrau da escada, acesso a terceiros aos gasodutos e terminais de Regas não tão rápido e a oferta de disponibilidade de transporte fica na fila, esperando interessados. Atenção que na base do desenho está o alerta “ Um mercado bem suprido (ofertado) com forte concorrência acelera o processo. ” Sem tais volumes, principalmente de terceiros, as negociações bilaterais, aparte do agente incumbente usual, podem não ocorrer tão rapidamente e sem estes negócios entre terceiros, a transparência de preços também fica protelada. E sem esta intensificação de trocas, a dinamicidade e liquidez necessárias a entrada dos agentes não físicos e os instrumentos financeiros e de mercado futuro, delonga.

Não esquecendo, uma questão levantada pelo próprio palestrante que citou a “escada”. Os efeitos da penetração das energias renováveis, a questão da descarbonização entre outras inovações, que podem ocorrer num horizonte dos próximos 10 anos, e gerar alterações na demanda, reduzindo criticamente o espaço do gás. Já assistimos a este fenômeno, quando no século XIX o gás ocupou momentaneamente o lugar do óleo de baleia e do querosene como combustível iluminante, sendo rapidamente suplantado pela luz elétrica. Estes fatores podem ameaçar o retorno dos investimentos no mercado de gás e refrear ou postergar o interesse, inviabilizando a ampliação da base da escada. Para os que investirem sem mensurar estes aspectos, aí sim pode surgir a tal estrada.

Esta não quer ser uma mensagem de esmorecimento, mas de atenção na sequência do caminho e perseverança dos propósitos. De acordo com Fernando Pessoa, "Nenhum homem tem o privilégio de entender o futuro, a não ser que esteja preparado para o criar." Para não perder o tom, encerro adicionando

dois outros clássicos do Rock à esta ponderação sobre o futuro do mercado de gás brasileiro. "Dream on" do Aerosmith e "It's a long way to the top" do AC/DC.

Continuemos sonhando, porque é um longo caminho até o topo.



Carlos Augusto Arentz Pereira, possui graduação em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1983), mestrado em Engenharia de Produção com ênfase em Transporte e Logística pela Universidade Federal de Santa Catarina (1999) e doutorado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2014). Trabalhou na Petrobras entre 1984 e 2016, tendo se graduado como engenheiro de processamento de petróleo na Universidade Corporativa da empresa no Rio de Janeiro. Atuou em diversas áreas e atividades dentro da empresa. Trabalhou 10 anos em refinarias, em controle ambiental, conservação de energia e avaliação de desempenho econômico. Transferido para a sede da empresa continuou lidando com avaliação econômica, depois do que voltou a atuar em eficiência energética, coordenando o programa corporativo. Devido ao

seu conhecimento sobre utilização de energia sob suas diversas formas, passou a trabalhar em marketing, junto ao mercado consumidor, desenvolvendo produtos e serviços ligados ao uso de gás natural e energia. Posteriormente nomeado dirigente de duas empresas comercializadoras de energia do Grupo Petrobras. Ao longo dos anos manteve estreita ligação com atividade acadêmica, ministrando diversas disciplinas em cursos internos à empresa, com também externos, coordenando alguns deles há anos. Regularmente é convidado para participar em eventos técnico-científicos no Brasil e no exterior, tendo inclusive representado o País e a empresa em diversas ocasiões. Foi nomeado Professor Adjunto da Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual do Rio de Janeiro em julho de 2016.

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



OPINIÃO

Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos

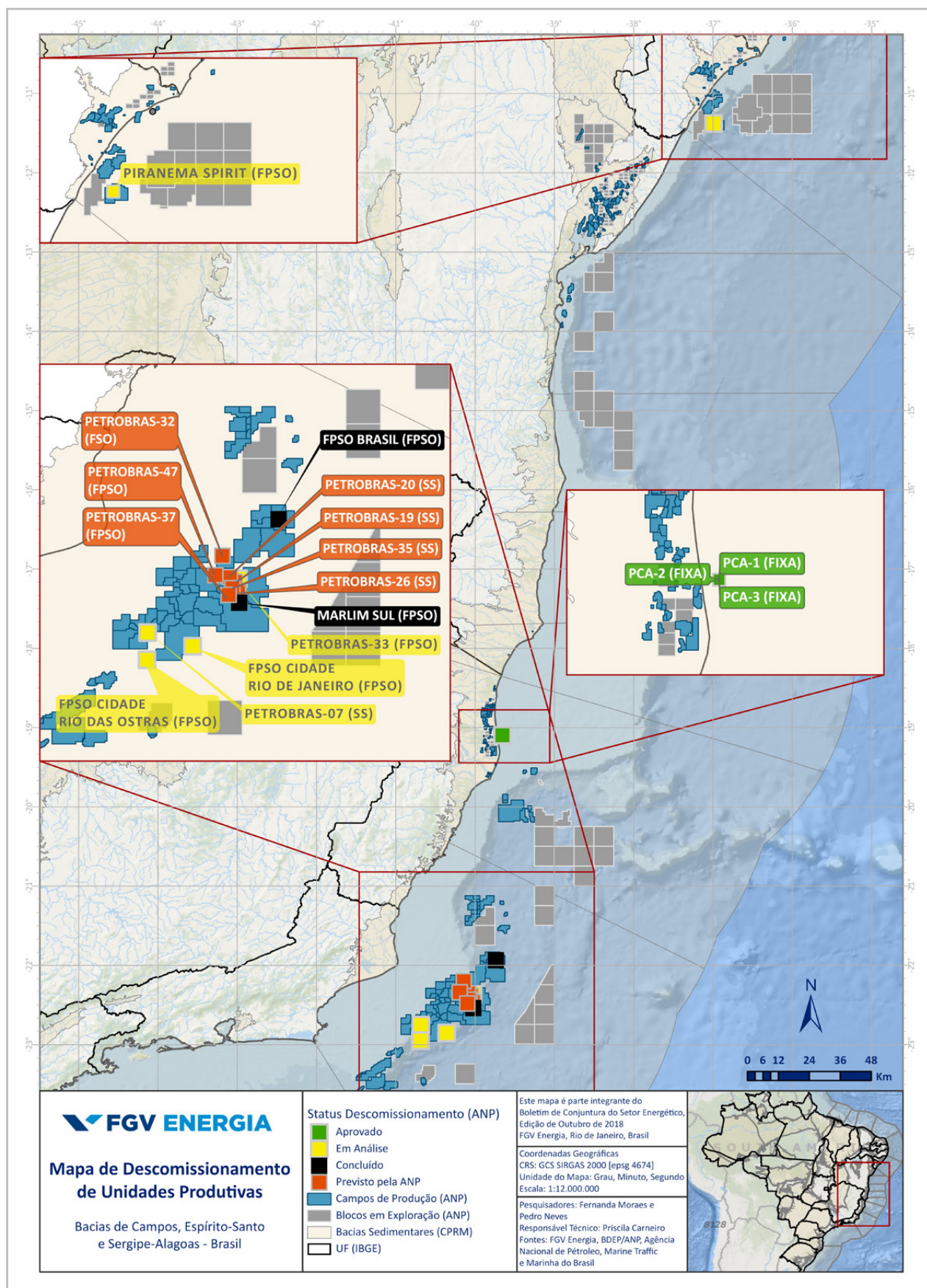
Por Fernanda Moraes
e Pedro Neves *

O amadurecimento de campos produtores de petróleo no Brasil, e seu consequente declínio de produção, trazem à tona a necessidade de discussão sobre o descomissionamento, isto é, a adoção de medidas para a desativação de todo um empreendimento, ou parte dele, ao final da sua vida útil. Em sistemas de exploração de óleo e gás o fim da vida útil das estruturas e poços situa-se em torno de 25 anos.

No Mar do Norte a idade média das plataformas é superior a 20 anos, sendo 26 anos para as plataformas do Reino Unido e 24 anos para as plataformas norueguesas (ALMEIDA *et al.*, 2017). O Brasil também se insere nesse cenário de sistemas de produção maduros. Segundo a ANP (2018), das 158 unidades estacionárias no Brasil, 41% estão em operação há mais de 25 anos e 15% das unidades de produção tem entre 15 e 25 anos. A maioria dessas instalações são plataformas fixas de atuação em águas rasas, principalmente na bacia de Campos, sendo esta responsável por 47% da produção nacional de petróleo atualmente.

De acordo com a ANP (2018), no Brasil já foram descomissionadas as unidades FPSO Brasil (Campo de Roncador) e FPSO Marlim Sul (Campo Marlim Sul). Todavia, nesses casos apenas a unidade produtora foi descomissionada e os poços, tampoados. Todos os outros poços interligados a elas foram remanejados para outras unidades e o seu sistema submarino redirecionado, não exigindo o descomissionamento do campo por completo nem uma maturidade exploratória na condução da atividade. Além desses dois casos já finalizados, foi aprovado o programa de descomissionamento de três plataformas fixas vinculadas ao Campo de Cação e existem também programas de descomissionamento em análise pela ANP, como o das unidades estacionárias P-07 (Bicudo), P-12 (Linguado), P-15 (Piraúna), P-33 (Marlim), o FPSO Cidade do Rio de Janeiro (Espadarte) e o FPSO Piranema Spirit (Piranema). A Figura 1 apresenta um mapa das localizações dessas unidades assim como dos seus respectivos campos.

Figura 1: Plataformas em processo de descomissionamento no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

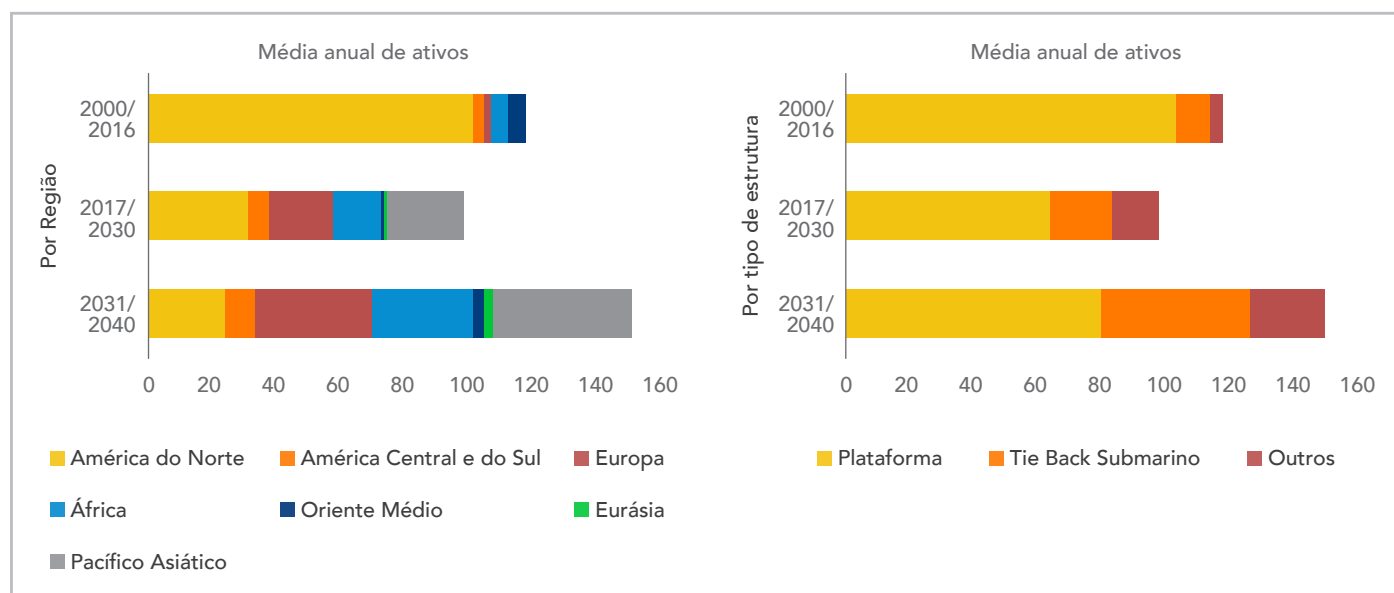
A atividade, contudo, ainda se apresenta como um dos maiores e crescentes desafios da indústria petrolífera *offshore*. Mesmo que esforços múltiplos e variados estejam em andamento para o estabelecimento de padrões internacionais de melhores práticas para o setor, os países ainda desfrutam de poder discricionário bastante amplo ao praticarem um estilo nacional particular na regulamentação das atividades de desativação, seja por motivos físicos (lâminas d'água, proximidade da costa diferentes), passivos ambientais e até devido às diferenças em suas unidades produtivas.

No caso brasileiro, por exemplo, há campos em águas profundas e ultra profundas, que para descomissionar são tecnicamente complexos e não vistos em outras regiões do mundo; a maior parte dos dutos utilizados são flexíveis e com grande compri-

mento, diferente da tecnologia utilizada em outros países; também há o desafio dos passivos ambientais, como os NORM¹ e o Coral-sol²; e, por fim, a baixa disponibilidade de embarcações específicas que conduzam o processo. Todas essas especificidades encarecem o procedimento no Brasil.

De acordo com a IEA, numa prévia da sua publicação *Offshore Energy Outlook* (2018), entre 2.500 e 3.000 projetos estão para serem descomissionados entre hoje e 2040. O foco da demanda, que até 2016 foi o Golfo do México, passa a se orientar para a Europa, África e Ásia. Ao mesmo tempo, as plataformas de aço seguem como o tipo de estrutura majoritário, mas com maior participação de *tie backs* e outros tipos. A Figura 2 apresenta com maior detalhamento esse cenário mundial, ilustrando o número de ativos por região e tipo de estrutura.

Figura 2: Média anual de demanda por descomissionamento por região e tipo de estrutura



Fonte: Adaptado de IEA, 2018

¹ NORM são materiais radioativos de ocorrência natural. Diz respeito aos materiais radioativos que não sofreram nenhum tipo de interação humana.

² São corais das espécies invasoras do gênero *Tubastraea spp.* Atualmente o coral-sol é encontrado em mais de 20 municípios, ao longo de mais de três mil quilômetros da costa brasileira, além de ter sido registrado em 23 vetores, desde Santa Catarina até o Sergipe. O coral-sol vem causando sérios impactos ecológicos, econômicos e sociais, que conflitam com um meio ambiente saudável.

Para muitos países, o valor envolvido no manuseio desses projetos pode chegar a bilhões de dólares, sendo um desafio muito dispendioso. Estimativas agregadas para o descomissionamento no Mar do Norte começam em cerca de US\$ 150 bilhões, cobrindo o custo de remoção de mais de 600 instalações fixas e mais de 7.000 abandonos de poços (P&A) (OUDENOT, WHITTAKER e VASQUEZ, 2018). Uma estimativa de custo para a atividade no Brasil ainda é desconhecida.

Talvez pelo alto custo da atividade, o movimento atual por investimento em técnicas que visem o aumento da eficiência e do fator de recuperação dos campos maduros esteja em alta no Brasil. O capital acumulado após a implementação dessas técnicas pode servir para adiar o descomissionamento ou até mesmo gerar recursos para o financiamento do mesmo, já que no início das atividades de exploração de óleo e gás não se falava em um plano para o descomissionamento e nem um orçamento estipulado para a atividade. Ademais, nas últimas décadas, as operadoras de óleo e gás vem se mostrando cada vez mais conscientes em relação aos impactos ao meio ambiente.

No Brasil, o descomissionamento é regulado pela Resolução nº 27/2006 (ANP, 2006), que busca orientar o processo exigindo dos concessionários um Programa de Desativação de Instalações descrevendo uma justificativa para a desativação, detalhes de todas as ações necessárias com cronograma, operações de limpeza, descarte de resíduos e recuperação ambiental. Além das instalações, a Resolução nº 46/2016 também da ANP traz exigências para o abandono dos poços. Junto à ANP, o IBAMA se responsabiliza pela regulação ambiental por meio da Resolução nº 001/86 do IBAMA–CONAMA e pelo processo de licenciamento dos resíduos sólidos,

dado pela Lei 12.305/2010. Por fim, a Marinha também tem suas próprias exigências no processo. No caso das plataformas fixas, é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo: planejamento, cronograma e fases do desmonte; informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes; destinação final pretendida; local do desmonte, se for o caso; e possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local.

Ainda que os mecanismos regulatórios aparentem ser claros, falta coordenação entre os órgãos, assim como atualização das normas à realidade atual brasileira. Nesse momento, os três estão reunidos em busca de uma revisão da Resolução 27/2006 da ANP, que a transforme numa referência para a condução da atividade em território nacional.

Os órgãos reguladores não prescreverão um planejamento detalhado. No entanto, esses órgãos geralmente são os que aprovarão detalhes do operador sobre como as atividades atribuídas serão executadas e monitoradas dentro do marco regulatório (PHILIP *et al.*, 2014). Nesse contexto, a metodologia mais adequada para auxiliar na condução do descomissionamento ainda se encontra em discussão no Brasil. A Petrobras, responsável pela maior parte dos campos maduros atualmente, está desenvolvendo, em parceria com outras empresas, estudos para a criação de um guia para a atividade. Este guia tem o intuito de descrever uma visão geral de um plano de descomissionamento que poderia ser usado para atender às obrigações típicas exigidas pelos marcos regulatórios.

A necessidade do desenvolvimento de um programa de descomissionamento para orientar, auxiliar, julgar e apoiar a tomada de decisões em momentos críticos no desenvolvimento do projeto é de grande importância. Ele pode ajudar a determinar uma opção de

baixo risco, custo efetivo e tecnicamente viável para o programa, levando em consideração os vários desafios técnicos, ambientais, de segurança e regulatórios que são frequentemente encontrados durante o projeto (PHILIP et al., 2014). A utilização de exemplos internacionais, como Estados Unidos e Reino Unido, que já tem legislação e planos de descomissionamento mais bem definidos, já se mostrou em outros países e no próprio Brasil como um fio condutor desse processo de atualização, porém não suficiente para aprovar o processo de desativação, já que cada país tem uma realidade diferente.

Por fim, e de posse de todas as informações apresentadas até aqui, surge a questão: existe demanda, para o caso brasileiro, da inserção de uma indústria em torno da atividade? A própria Figura 2 já esclarece que, para um horizonte considerável, a demanda pela atividade se mostrou pequena, o marco regulatório segue indefinido, ainda não existe uma convergência na metodologia de tomada de decisão para o que deve ser feito e, talvez o mais

importante, fica claro que o mercado em torno da atividade será dominado por um número pequeno de empresas e, provavelmente por isso, ele tenha tomado uma proporção tão grande nos últimos meses. Para que o descomissionamento de sistemas de produção de óleo e gás se torne um negócio no Brasil, será necessário pensar a atividade de forma conjunta. Hoje contratados por projeto, esses serviços precisam de um novo modelo de negócios para que tanto operadoras quanto fornecedores se beneficiem da atividade. O fomento a discussão precisa ser incitado e a dimensão do mercado disponível precisa estar bem definida. Esse é o único jeito de avançar do desconhecido e levar a diante as discussões, para que a própria atividade ganhe espaço e volume de negócios.

Como um fantasma não nascido, a atividade de descomissionamento hoje no Brasil ainda não é uma realidade vívida, apenas uma discussão abstrata, ainda não concreta em uma coalizão de regulamentos, procedimentos e órgãos responsáveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Philippe, NS, Wilde, S., Arshad, R., Washash, I. e Al-Sayed, T. a R. Processo de Descomissionamento de Dutos Submarinos. Exposição e Conferência Internacional de Petróleo de Abu Dhabi (pp. 1–10). Abu Dhabi, 2014.

Oudenot, E., Whittaker, P., Vasquez, M. Preparing for the Next Wave of Offshore Decommissioning. Disponível em: <https://www.bcg.com/de-de/publications/2018/preparing-for-next-wave-offshore-decommissioning.aspx>. Acesso em: 15/10/2018.

Almeida, E.; Colomer, M.; Vitto W. A. C.; Figueiras, R.; Nunes, L.; Botelho, F.; Costa, F.; et al. Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do upstream no Brasil. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017.

ANP. RESOLUÇÃO ANP N° 27/2006 ANEXO V. 2009.

ANP. Dados Estatísticos. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>. Acesso em: 15/10/2018.

IEA. Offshore Energy Outlook. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/weo/offshore/>. Acesso em: 18/10/2018.



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.

A large offshore oil platform with yellow and white structures, featuring multiple levels, stairs, and cranes, situated in the ocean under a blue sky with light clouds.

Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial

O mês de agosto de 2018 apresentou produção diária de 2,52 MMbbl/d, inferior aos 2,57 MMbbl/d produzidos em julho (Tabela 2.1). Essa foi a terceira queda mensal consecutiva na produção nacional e está diretamente associada aos números da Petrobras, responsável pela operação de 92% da produção nacional, e que teve uma retração de 5,1% no comparativo mensal. A empresa alega que serviços de manutenção programada no FPSO Cidade Angra dos Reis e no FPSO Cidade de Maricá, ambos no campo de Lula, assim como nas plataformas P-25 e P-31, no campo de Albacora, e a parada contínua da plataforma de Mexilhão motivaram a redução dos números. Todavia, no mesmo comunicado, ela alega que os sistemas de produção que entraram em operação em 2018 seguem em franco *ramp-up* e sinaliza que as unidades que entrarão no último

trimestre do ano trarão efeitos positivos para esses números (Investidor Petrobras, 2018)¹.

Ainda nesse ponto, o Ibama emitiu a licença de operação do FPSO P-69, mais um sistema a entrar em produção no campo de Lula em 2018. A Petrobras ainda aguarda a licença do P-67, que segue na Baía de Guanabara com previsão de entrada também para 2018.

Com as entradas dos FPSO's P-75 e P-76, ambos no campo de Búzios (da Cessão Onerosa), a empresa cumprirá o cronograma de entrada de seis plataformas em 2018 (EPBR, 2018)².

Na comparação anual, registrou-se queda de 2,1% em agosto (2018) com relação à produção de 2017 para este mês. Segundo dados da ANP, em agosto,

¹ <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/producao-de-petroleo-e-gas-natural-em-agosto-3>
² <https://epbr.com.br/ibama-libera-a-p-69-para-comecar-a-produzir-na-bacia-de-santos/>

95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 75,3% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.462 poços, sendo 698 marítimos e 6.764 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 91,6% do total de óleo e gás natural. A empresa informou em comunicado no seu portal *online* que divulgará seus resultados financeiros do 3º trimestre do ano no dia 06 de novembro, antes da abertura do mercado.

Com relação ao pré-sal, a produção em agosto foi oriunda de 88 poços e chegou a 1,4 MMbbl/d de óleo e 55 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,72 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). O campo de Lula, sozinho, foi responsável por quase 60% dessa produção em óleo equivalente. Esse fato ilustra o franco *ramp up* do campo, assim como o potencial que outros campos como Sapinhoá, Lapa, Mero e Búzios têm para incrementar a produção nacional. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com agosto número de poços produtores: 93.

Outro destaque no pré-sal segue sendo o campo de Mero, que apenas com o poço 3-BRSA-1305A-RJS, é o 4º maior produtor no pré-sal do país.

O consórcio que controla a exploração do bloco de Libra, onde ficou delimitado o campo de Mero, concluiu em outubro de 2018 o teste de longa duração no campo, feito pelo FPSO Pioneiro de Libra, única unidade da Petrobras dedicada a testes de longa duração equipada para injetar o gás produzido.

A área de Libra apresenta reservatórios com colunas de óleo de espessura equivalente à altura do Pão de Açúcar. A expectativa do consórcio (formado por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC Limited), que controla a exploração da área, é de que dois FPSO's entrem em produção no campo de Mero em 2021 e 2022, respectivamente (Agência Petrobras, 2018)³.

Com a 5ª rodada de partilha do pré-sal, o governo Michel Temer terminou com a realização de seis leilões e uma arrecadação, contando apenas o bônus de assinatura, de quase R\$ 28 bilhões, sem contar no que será arrecadado ao longo do período de exploração e produção com *royalties*, participações especiais e outros tributos. Temer eliminou o direito de exclusividade da operação dos campos de pré-sal da Petrobras, reduziu índices de conteúdo local e aumentou benefícios fiscais dentro do setor. O governo busca ainda a aprovação do leilão do excedente da Cessão Onerosa junto ao TCU e a ANP. O certame pode gerar uma receita da ordem de R\$ 100 bilhões (Folha, 2018)⁴.

Ainda que o cenário futuro se apresente positivo para o setor de óleo e gás, em agosto de 2018, o país registrou o menor número de sondas em atividades de perfuração desde o início da série histórica, empatando com novembro de 2016, quando o país tinha apenas 10 unidades em operação.

Segundo o portal Petronotícias (2018)⁵, o país vem registrando números regressivos nesse quesito desde março de 2016. Desde então, nunca ultrapassou a barreiras das 20 unidades em operação.

³ http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980575&p_editoria=8

⁴ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/09/governo-espera-arrecadar-r-68-bi-em-ultimo-leilao-de-petroleo-da-era-temer.shtml>

⁵ <https://petronoticias.com.br/archives/118421>

Um exemplo disso é a sonda West Carina, que já estava no país há três anos em contrato com o consórcio de Libra para atividades de perfura-

ção. Com o fim do contrato, a sonda segue para a Namíbia para *upgrade* e aguarda novo contrato para voltar a operar no país (BE Petróleo, 2018)⁶.

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

Agregado	ago-18	ago-18/jul-18	Acumulado*
Produção	2.521.745,9	-2,1%	947.908.174,3
Consumo Interno	1.660.344,8	-6,5%	611.278.212,6
Importação	311.174,0	141,4%	62.691.726,4
Exportação	983.155,0	-46,2%	351.866.671,4

*Acumulado nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

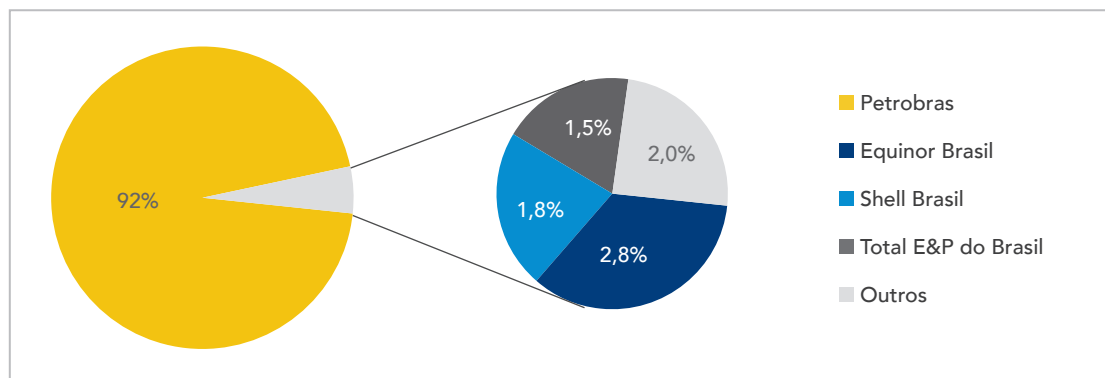
No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil enquanto operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92% da produção. A participação da Equinor Brasil manteve sua parcela em relação ao mês anterior em 2,8%, enquanto a Shell retomou o seu posto de terceira colocada com a conclusão dos serviços de manutenção no Parque das Conchas. A produção da Total se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.3 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de agosto.

As International Oil Companies (IOC's) observam o país como um dos maiores potenciais petrolíferos do mundo. Com a regularidade dos leilões, o ambiente regulatório favorável e o potencial já provado e ainda a ser confirmado das áreas do pré-sal, os investidores tem se sentido cada vez mais à vontade em adquirir áreas no país.

Para se ter uma ideia, a ExxonMobil investiu pesado nos últimos leilões (com aquisição de 24 blocos, individualmente ou sob consórcio), detendo hoje o segundo maior conjunto de área sob sua concessão, atrás apenas da Petrobras (World Oil, 2018)⁷. Outra gigante, a Equinor, segue diversificando seu portfólio de negócios e incluiu o Brasil como uma das suas áreas-núcleo, afirmando que investirá no país US\$ 15 bilhões até 2030 com previsão de produzir até 500 Mbpd até lá. A Shell também já afirmou que pretende investir no país pelo menos US\$ 14 bilhões até 2025. A companhia tem, de fato, mostrado alto apetite no país. Nos últimos cinco anos, foram despendidos quase R\$ 5 bilhões apenas em bônus de assinatura dos leilões de pré-sal que participou (Valor, 2018)⁸.

⁶ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/sem-contrato-navio-sonda-west-carina-deixa-brasil-rumo-a-namibia/>
⁷ <https://www.worldoil.com/news/2018/10/18/exxon-makes-major-bet-on-brazil-as-petrobras-eases-its-grip>
⁸ <https://www.valor.com.br/empresas/5932709/shell-preve-investir-ate-us-14-bi-em-oleo-e-gas-no-brasil-ate-2025>

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador

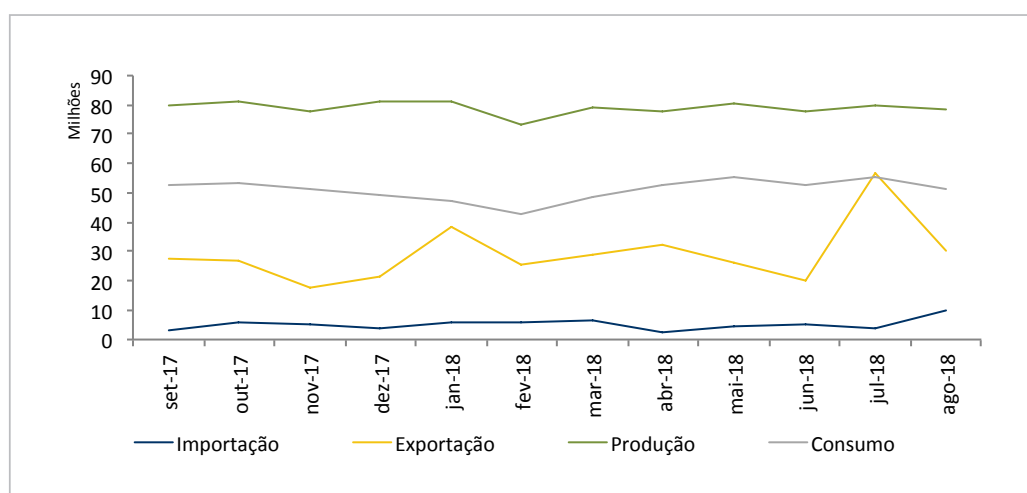


Fonte: ANP, 2018.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em agosto de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo aumentou (com a retração de 6,5% em relação a julho enquanto a produção teve queda de 2,1%), movimento esse contrário à tendência de queda no ano. Com a alta nos preços da gasolina e do diesel verificada nos últimos meses, os números decrescentes para o consumo são compreen-

síveis. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se uma retomada a tendência do ano depois do atípico mês de julho, que teve forte alta nas exportações queda nas importações. Os números registrados para agosto têm total correlação com o preço do barril e o dólar no período que, combinados, não incentivaram as exportações como em julho.

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 2.6), a média de preços do óleo tipo Brent registrou queda no mês de agosto, atingindo o valor de US\$ 72,53/bbl. O WTI também teve uma retração e chegou ao valor de US\$ 68,06/bbl em agosto. Contudo, é importante adiantar que os preços estão em alta em outubro de 2018.

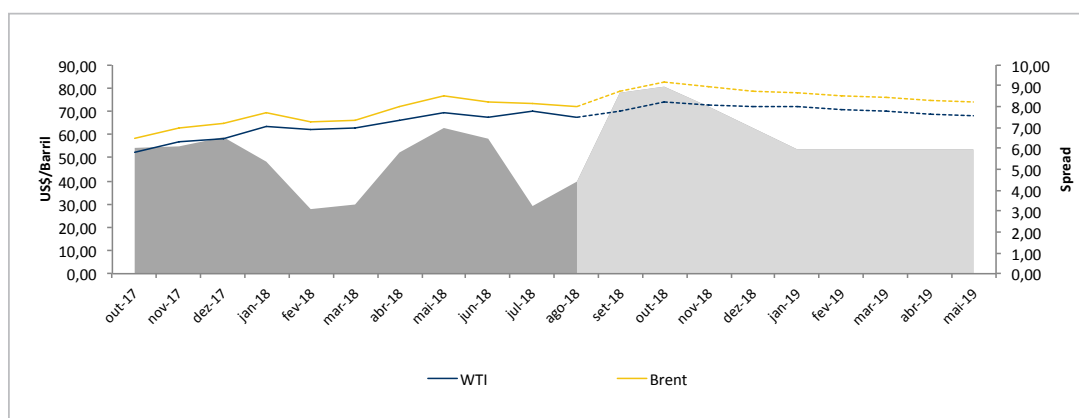
Nos últimos dias a demanda tem tido dificuldade de ser acompanhada pela oferta de petróleo. No entanto, com o petróleo alcançando níveis superiores a US\$ 80/bbl, o próprio consumo sofrerá mudanças, com os consumidores observando preços maiores nos postos de combustíveis. De acordo com o diretor de petróleo e mercados da AIE, Neil Atkinson, as consequências dessas alterações não são sentidas num prazo tão curto, mas são de grande relevância (Valor, 2018)⁹.

A geopolítica também tem um papel protagonista nessa questão.

Reflexos das sanções aplicadas pelos EUA ao Irã, o forte declínio da produção da Venezuela, os problemas logísticos no escoamento da produção de petróleo norte-americana e até, mais recentemente, o caso do jornalista da Arábia Saudita morto dentro do seu consulado na Turquia chegaram a impactar na alta nos preços.

Os países da OPEP têm tido dificuldade em prever o impacto da queda dos volumes de exportação do Irã, causando oscilações nas negociações de contratos futuros de petróleo. O caso do repórter chegou a causar um desconforto dentro da OPEP que, desde as crises de petróleo da década de 70, procura desvincular as políticas infranacionais da determinação do preço da *commodity*. Segundo o ministro de energia da Arábia Saudita Khalid Al-Falih, não há intenção alguma de se repetir o embargo de petróleo de 1973 e que a questão deve ser resolvida de forma política apenas. Ele ainda minimizou as questões da compensação que deverá ser feita pelos países da OPEP com as quedas de produção da Venezuela e do Irã (World Oil, 2018)¹⁰.

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



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

⁹ <https://www.valor.com.br/empresas/5912517/petroleo-mantera-alta-diz-diretor-da-aie>

¹⁰ <https://www.worldoil.com/news/2018/10/22/saudi-arabia-has-no-plans-to-repeat-1973-oil-crisis>

Voltando à produção brasileira, em agosto, o cenário *offshore* por estado deu destaque negativo para o Rio de Janeiro que, devido aos já mencionados serviços de manutenção feitos pela Petrobras (vide página 1), obteve retração de 5,1% em relação ao mês de julho. Adiantamos que ainda que o setor *onshore* esteja em declínio, ainda é possível encontrar

empresas com interesse no mesmo no país. Em outubro de 2018, a Phoenix entregou à ANP a declaração de comercialidade de um campo na bacia Potiguar, denominado Periquito Nordeste, arrematado na 13ª rodada de concessões. A empresa também é concessionária de um bloco adjacente a tal campo (BE Petróleo, 2018)¹¹.

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

UF	Localização	ago-18	ago-18/jul-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.759	18,1%	998.064
	Offshore	125	-8,1%	43.298
AM	Onshore	20.367	2,5%	7.439.356
BA	Onshore	28.798	1,5%	10.926.577
	Offshore	542	5,8%	201.309
CE	Onshore	1.116	1,1%	405.852
	Offshore	4.580	1,9%	1.543.197
ES	Onshore	9.294	-4,1%	3.800.385
	Offshore	341.010	13,2%	123.525.280
MA	Onshore	90	20,8%	16.001
RJ	Offshore	1.736.805	-5,1%	659.734.012
RN	Onshore	32.724	-7,1%	13.317.004
	Offshore	4.299	-6,6%	1.994.541
SP	Offshore	321.725	0,6%	116.589.954
SE	Onshore	12.566	-2,7%	5.504.654
	Offshore	4.944	-1,3%	1.868.691
Total		2.521.746	-2,1%	947.908.174

*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. Pode-se observar queda na produção de todos os combustíveis em análise contrastando com altas no consumo dos mesmos, com exceção do QAV. Em agosto de 2018,

com a queda do barril de petróleo (mencionada na análise de preços internacionais) e o programa de subvenção ao diesel implementado pelo Governo Federal, os combustíveis ficaram mais baratos na bomba dos postos e isso causou o contraste mencionado.

¹¹ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/phoenix-entrega-declaracao-de-comercialidade-no-potiguar/>

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

Combustível	Agregado	ago-18	ago-18/jul-18	Acumulado*
Gasolina	Produção	387.310	-4,5%	153.674.211
	Consumo	647.044	6,6%	253.106.070
	Importação	28.843	-23,1%	21.085.217
	Exportação	4.940	-79,4%	4.689.086
Diesel	Produção	740.957	-7,4%	258.994.796
	Consumo	1.054.130	4,3%	348.017.447
	Importação	149.563	3,2%	78.952.103
	Exportação	746	86,0%	6.517.171
GLP	Produção	130.734	-0,3%	47.172.314
	Consumo	245.779	6,2%	83.649.455
	Importação	141.698	100,2%	4.392.624
	Exportação	0	-	6.755
QAV	Produção	91.364	-19,1%	41.308.440
	Consumo	123.662	-5,2%	44.139.247
	Importação	0	-100,0%	3.076.116
	Exportação	1.690	-10,0%	291.668
Óleo Combustível	Produção	182.519	-11,7%	70.802.964
	Consumo	67.048	114,4%	18.226.303
	Importação	8.565	29,9%	1.682.225
	Exportação	102.270	-17,5%	25.020.256

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

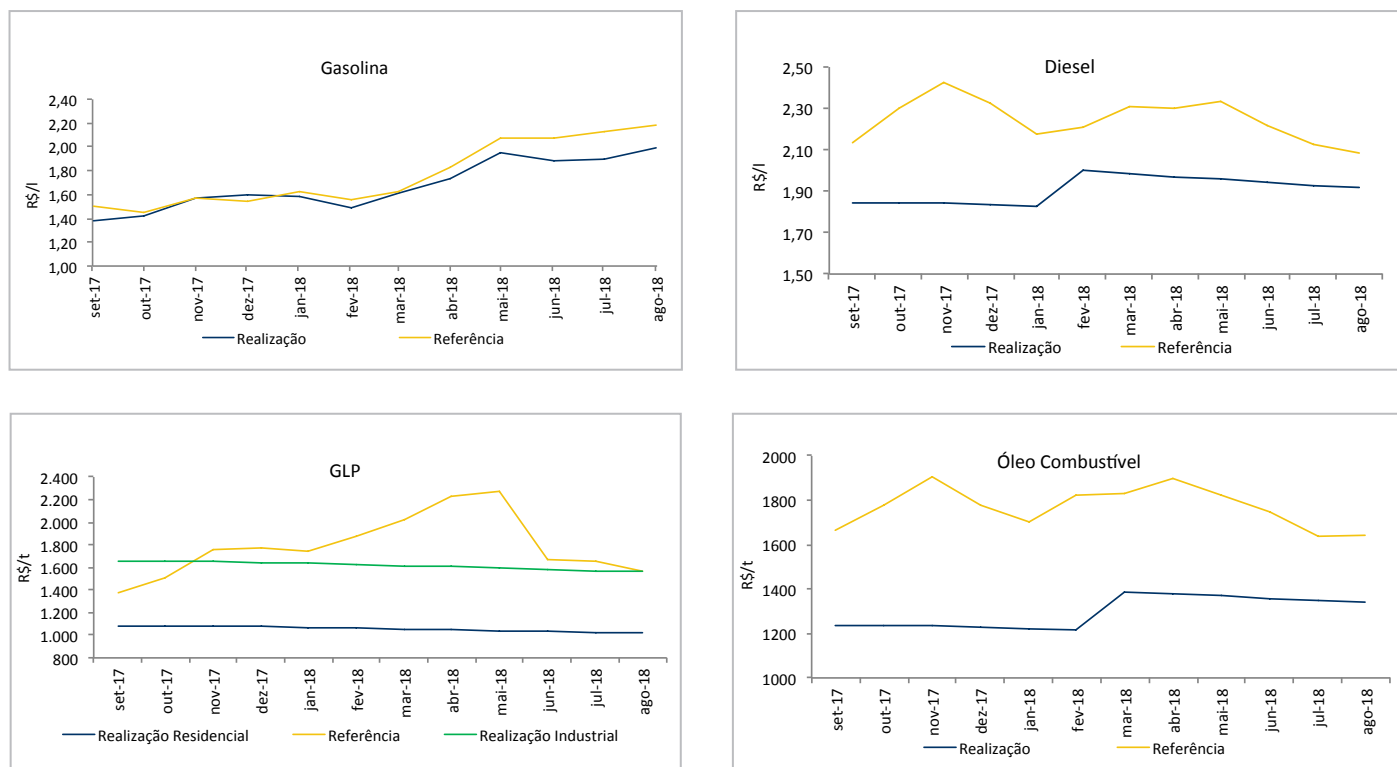
Ainda em se tratando de derivados de petróleo, a Petrobras aparenta optar por parcerias estratégicas na condução dos seus desinvestimentos. Em reunião realizada em outubro de 2018, a estatal assinou com a CNODC um acordo para que a empresa tenha uma fatia de 20% do projeto do Comperj e da revitalização do complexo dos campos de Marlim (Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste e Voador). Outro acordo recente foi firmado entre a brasileira e a norte-americana Murphy E&P, no qual a Petrobras renegociou vários ativos no Golfo do México por parte 80% da sua participação.

A própria união recente entre a estatal e a Equinor com o campo de Roncador marca a estratégia de formação de alianças duradouras (EPBR, 2018)¹².

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional dos combustíveis, todos os derivados em análise tiveram preço de realização interna inferior ao de referência internacional. Todavia, o óleo combustível, desde novembro de 2016, segue a equidade internacional na elaboração de seus preços.

¹² <https://epbr.com.br/desinvestimento-da-petrobras-so-anda-por-parcerias-estrategicas/>

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



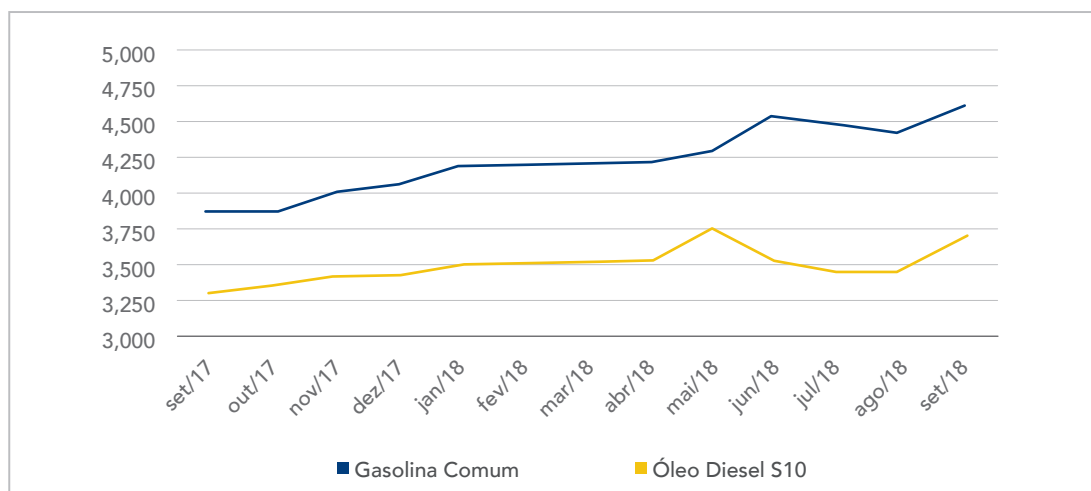
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

Motivada pelos recentes conflitos acerca da precificação de combustíveis no país (vide edições passadas do nosso Boletim de Conjuntura), começamos

a compartilhar histórico anual de preços médios de gasolina e óleo diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil (Figura 2.7).

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel S10 no Brasil (R\$)

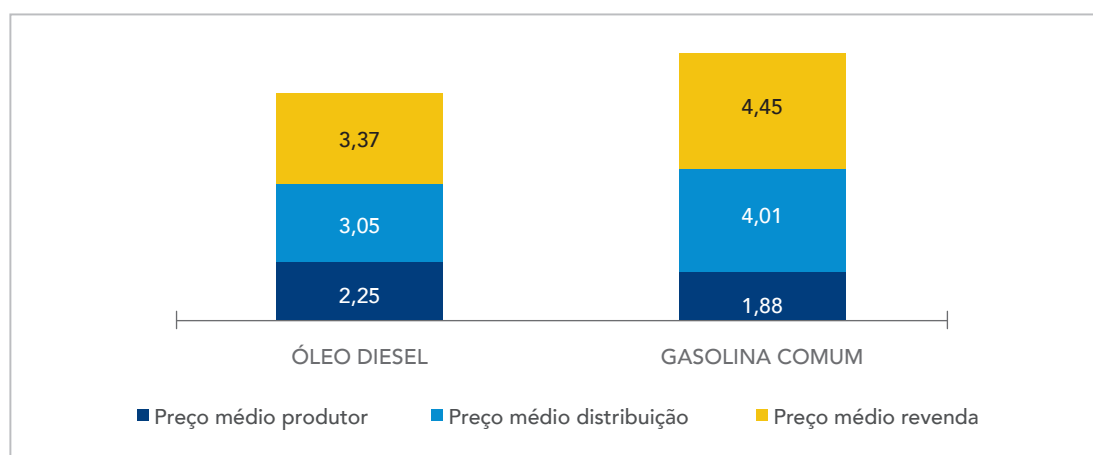


Fonte: ANP, 2018.

O acompanhamento do histórico permite observar os pontos de influência governamental na precificação, como a crise dos caminhoneiros e o programa de subvenção ao diesel. Esse, por sua vez, aprovou (em outubro desse ano) a mais quatro comercializadoras o pagamento de subvenção econômica no valor total de R\$ 60 milhões, contanto que as mesmas atinjam plenamente as exigências do beneficiário (ANP, 2018)¹³.

A ANP já disponibiliza desde 2002, entretanto, um acompanhamento dos preços e margens de comercialização de combustíveis baseado no regime de liberdade de preços dos diferentes segmentos de mercado: a produção, a distribuição e a revenda. A Figura 2.8 ilustra um exemplo de como a agência endereça a composição dos preços. Os dados são referentes a agosto de 2018.

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em agosto (média nacional)



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

¹³ <http://www.anp.gov.br/noticias/4852-subvencao-ao-diesel-anp-aprova-pagamento-a-quatro-empresas>

Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO¹⁴

A produção diária de gás natural atingiu o recorde no mês de julho com 116 MMm³/dia, desta vez 0,9% em relação ao mês anterior. Esse aumento é decorrente da produção do pré-sal que cresceu 3,3% (58MMm³/dia por meio de 87 poços) (ANP, 2018)¹⁵. A instalação Polo Arara, produzindo nos campos de Arara Azul, Araracanga, Carapanaúba, Cupiúba, Rio Urucu e Sudoeste Urucu, oriundos de 39 poços a ela interligados, produziu 8,0 MMm³/d e foi a instalação com maior produção de gás natural.

Apesar da produção recorde, a oferta de gás nacional caiu 43 mil m³/dia, pois a produção indisponível pelo mercado por reinjeção, queima, consumo interno em E&P e UPGN's aumentou 2,6% (aproximadamente 1,5 MMm³/dia) em relação ao mês anterior.

Com isso, apenas 50% do gás produzido é direcionado ao mercado.

Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.1.

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

	jul-18	jul-18/jun-18	Média Histórica*
Prod. Nacional Bruta	116,0	0,9%	112,3
Produção Indisponível	Reinjeção	36,2	5,0%
	Queima	3,9	-6,7%
	Consumo interno em E&P	13,5	0,4%
	Absorção em UPGN's	4,6	-0,6%
	Subtotal	58,1	2,6%
	Oferta de gás nacional	57,8	-0,7%
	Oferta nacional/Prod. Bruta	49,9%	52,8%

*Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

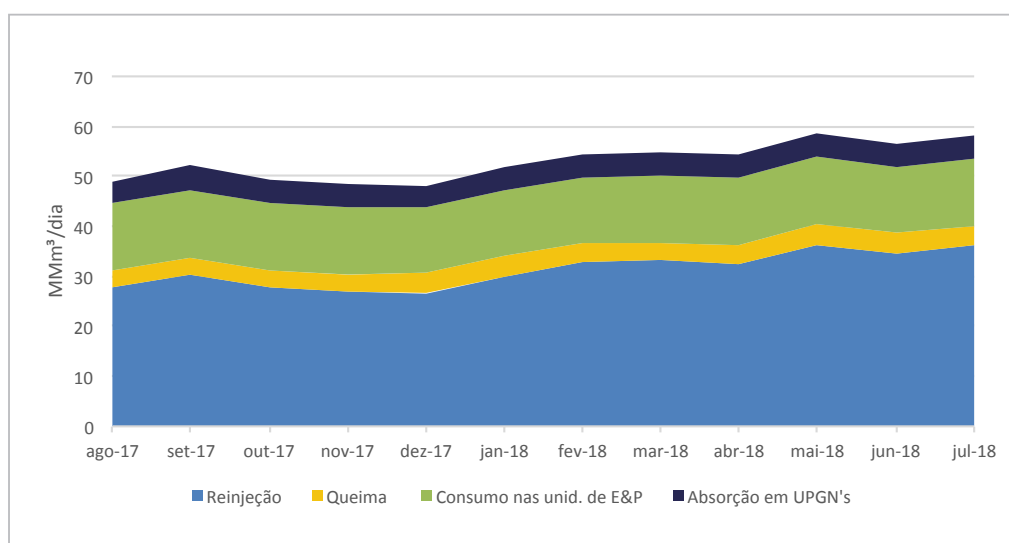
¹⁴ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

¹⁵ <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4721-producao-do-pre-sal-cresce-3-3-em-julho-e-corresponde-a-55-1-do-total-do-brasil>

A reinjeção de gás natural e o consumo interno apresentou um acréscimo de 5% e 0,4%, respectivamente, referente ao mês de junho. No acumulado dos 12 últimos meses, o consumo interno se mantém na média e a reinjeção está bem acima desta média,

em 4,9MMm³/dia. Apesar da queima e da absorção em UPGN's está acima do acumulado dos 12 meses, houve um pequeno recuo de 6,7% e 0,6%, respectivamente. 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.

Cabe destacar a política de atração e expansão de investimentos no Maranhão, com a declaração de comercialidade de um poço de gás natural localizado no município de Bacabal. A Eneva declarou a comercialidade do novo campo de gás natural, chamado de Gavião Tesoura.

O campo tem um volume estimado de 2,24 bilhões de m³ e está localizado na bacia do Parnaíba.

O gás natural seguirá até o Complexo Termelétrico do Parnaíba (1,4 GW), que corresponde hoje a 11% da capacidade instalada a gás natural do Brasil.

O Maranhão foi o único estado a contar com um empreendimento a gás vencedor no Leilão de Energia Nova A-6, realizado em agosto. Essa obra deverá demandar investimentos superiores a R\$ 1 bilhão no Estado, bem como a geração de novos empregos. Com isso, o Maranhão consolida-se como um destino promissor de investimentos (ABEGÁS, 2018)¹⁶.

Em relação a importação de gás natural, houve uma redução de 2,2% do gás vindo da Bolívia, ficando abaixo do acumulado dos últimos 12 meses. Porém o volume importado foi compensado pelo aumento significativo de 32,2% de GNL – o maior volume de regasificação do ano. Na tabela 3.2 pode-se analisar em maiores detalhes.

¹⁶ <https://www.abegas.org.br/portal/?p=69080>

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

	jul-18	jul-18/jun-18	Média Histórica*
Gasoduto	23,6	-2,2%	24,4
GNL	13,4	32,2%	6,3
Total	37,0	8,0%	30,7

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação ao GNL, uma filial da Novatek, produtora de gás natural na Rússia, realizou a primeira entrega de gás natural liquefeito (GNL) ao mercado do Brasil, no âmbito do projeto Yamal LNG. A filial Novatek Gas and Power Asia fez seu primeiro fornecimento de gás à Petrobras no Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA), localizado na Baía de Todos os Santos, cuja função é receber navios carregados com gás liquefeito e transformá-lo em gasoso (ABEGÁS, 2018)¹⁷.

Além disso, há um projeto de GNL, pela Prumo Logística, que tem o intuito de ajudar os operadores de óleo e gás a escoar o produto. A ideia é construção de uma unidade de liquefação de gás natural liquefeito (GNL) para escoar a produção do gás associado do pré-sal para a exportação no Porto de Açu. Os estudos conceituais devem levar cerca de um ano para ficarem prontos e o projeto, até a sua entrada em operação, deve levar de sete

a dez anos. A projeção é que a capacidade de exportação fique em torno de 15 MMm³/dia a 30 MMm³/dia (BRASIL ENERGIA, 2018)¹⁸.

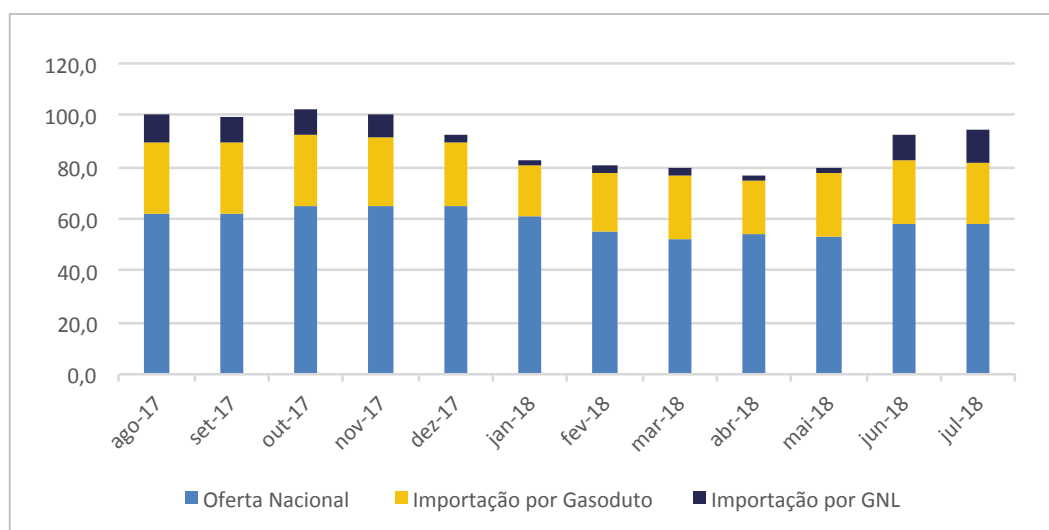
Já o gás importado da Bolívia está em negociação para a renovação do contrato.

De acordo com Symone Araújo, diretora de Gás do MME, a renovação está atrelada ao desempenho da chamada pública da TBG para contratação no Gasoduto Brasil-Bolívia. Isto porque o resultado da chamada pública dará a real dimensão do apetite por parte dos agentes do setor e, consequentemente, se há demanda para a continuidade da contratação do volume de até 30 milhões de m³/dia de gás ou um volume menor (BRASIL ENERGIA)¹⁹.

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.

¹⁷ <https://www.abegas.org.br/portal/?p=68774>¹⁸ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/prumo-estuda-exportar-gas-do-pre-sal-como-gnl/>¹⁹ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/governo-tenta-destravar-gas-para-crescer/>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o gráfico acima, no mês de julho foram disponibilizados ao mercado o volume de 57,8 milhões de m³/dia. Para atender o aumento da demanda total, com a diminuição da oferta nacional, foi necessário o aumento da oferta importada de 8 %.

É importante destacar que o FSRU (Floating Storage Regasification Unit) Golar Winter operou no Terminal de Pecém até o dia 16 de julho, sendo realocada para o terminal da Baía de Guanabara, onde reiniciou as operações a partir do dia 22 de julho/2018. O FSRU Experience permaneceu no Terminal da Baía durante todo o mês de julho/2018.

A realocação do FSRU Golar Winter para o Terminal da Baía de Guanabara possui relação com a parada para manutenção da plataforma de mexilhão e do gasoduto Rota 1.

B) CONSUMO

O volume de gás natural consumido no país apresentou aumento de 2,1% no mês de julho, sendo consumido um total de 89,6 MMm³/dia, como é possível observar na Tabela 3.3. O setor automotivo e de cogeração tiveram uma queda no consumo. O setor GEE continuou a crescer junto ao industrial, comercial e residencial, que obteve o maior volume do ano.

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

	jul-18	jul-18/jun-18	Média Histórica*
Industrial	41,4	0,7%	40,2
Automotivo	5,9	-0,5%	5,7
Residencial	1,5	2,0%	1,2
Comercial	0,9	12,0%	0,8
GEE	36,7	5,2%	33,9
Cogeração	2,6	-15,0%	2,8
Total	89,6	2,1%	84,7

* Média dos últimos 12 meses

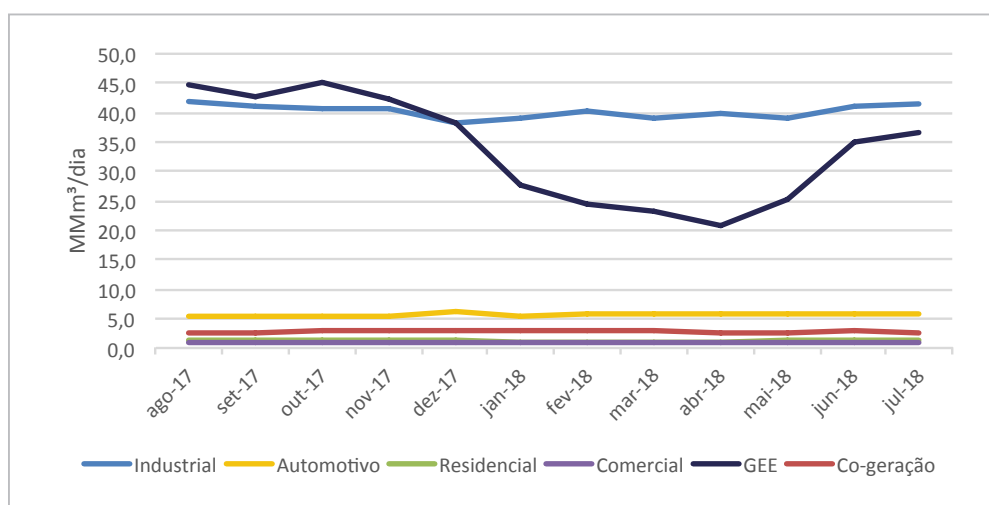
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O aumento do CMO (custo marginal de operação) médio de 427 para 603 R\$/MWh resultou na maior demanda do segmento termelétrico, que passou de 34,9 para 36,7 milhões de m³/dia. As usinas com maior influência no aumento da geração termelétricas foram aquelas do complexo do Parnaíba, sendo verificado aumento nessas usinas

de aproximadamente 2,0 milhões de m³/dia.

Deste modo, o volume consumido total foi de 89,6 MMm³/dia, aumento de 2,1% em relação ao mês de junho. No gráfico 3.3, pode-se analisar o histórico dos últimos 12 meses do consumo de gás natural por setor.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A empresa catarinense CH4 Energia faz planos de instalar uma usina termelétrica a gás natural no Porto de Suape, com investimento de R\$ 4,5 bilhões e geração de 2,5 mil empregos durante a construção e 280 na operação. Na termelétrica Ressurreição a expectativa é começar a obra em dezembro de 2019 e iniciar a operação comercial em janeiro de 2024.

O projeto é construir uma usina termelétrica (UTE) com potência de 1.370 megawatts (MW). Para efeito de comparação, a Termopernambuco (uma das maiores em operação no Nordeste), tem uma potência instalada de 532,7 MW. Em função do porte da nova térmica, o terminal de gaseificação de GNL (gás natural liquefeito) é indispensável para garantir suprimento

à térmica. Nesse tipo de projeto, o GNL chegará em navios criogênicos, numa temperatura muito baixa (-163°C), que faz com que o gás fique em estado líquido. Depois ele voltará ao estado gasoso e será transportado por meio de gasodutos. O processo de regaseificação acontece a bordo do navio. Em função da alta demanda para a operação, o gás natural será importado (ABEGAS, 2018)²⁰.

Outra justificativa para a realização do leilão de térmicas no Nordeste é a necessidade de substituir as usinas movidas a óleo combustível (mais poluentes) por unidades à base de gás natural.

²⁰ <https://www.abegas.org.br/portal/?p=68734>

A diretoria da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem argumentado que o cenário de escassez hídrica e a dependência das energias renováveis podem comprometer a segurança energética do Nordeste. A argumentação é de que as renováveis têm uma instabilidade, como a eólica, que tem picos de geração e outros momentos de menor funcionamento.

C) PREÇOS

Avaliando o preço do gás natural no mercado internacional, exceto pelo preço do gás no mercado europeu, que aumentou 2,6% e fechou em 7,5 US\$/MMBTU, foi observada baixa no mercado do Japão e dos Estados Unidos. Estes fecharam em 10,4 e 2,8, respectivamente. Apesar da queda do preço, o Japão ainda está acima da média obser-

vada nos últimos 12 meses, como é possível observar na Tabela 3.4.

O preço do GNL no mês de julho teve um acréscimo considerável de 23,1% referente ao mês de junho, fechando em 8 US\$/MMBTU e o gás importado via gasoduto em 7,2 US\$/MMBTU. Já no Programa Prioritário Termelétrica (PTT) registrou-se queda de 4,2%, sendo comercializado a 4,2 US\$/MMBTU e no city gate queda de 1,8% fechando a 7,1 US\$/MMBTU.

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.

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

		jul-18	jul-18/jun-18	Média Histórica*
	Henry Hub	2,8	-5,0%	2,95
	GNL no Japão	10,4	-0,1%	9,13
	NBP*	7,5	2,6%	6,82
	GNL no Brasil **	8,0	23,1%	7,67
	Gás Importado no Brasil ***	7,2	7,2%	6,28
	PPT ****	4,2	-4,2%	4,33
	No City Gate	7,1	-1,8%	7,59
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	13,1	-1,4%	16,67
	Indústria - 2.000 m³/dia *****	15,5	-0,6%	16,56
	Indústria - 20.000 m³/dia *****	13,6	-0,5%	14,55
	Indústria - 50.000 m³/dia *****	13,1	-0,5%	14,03

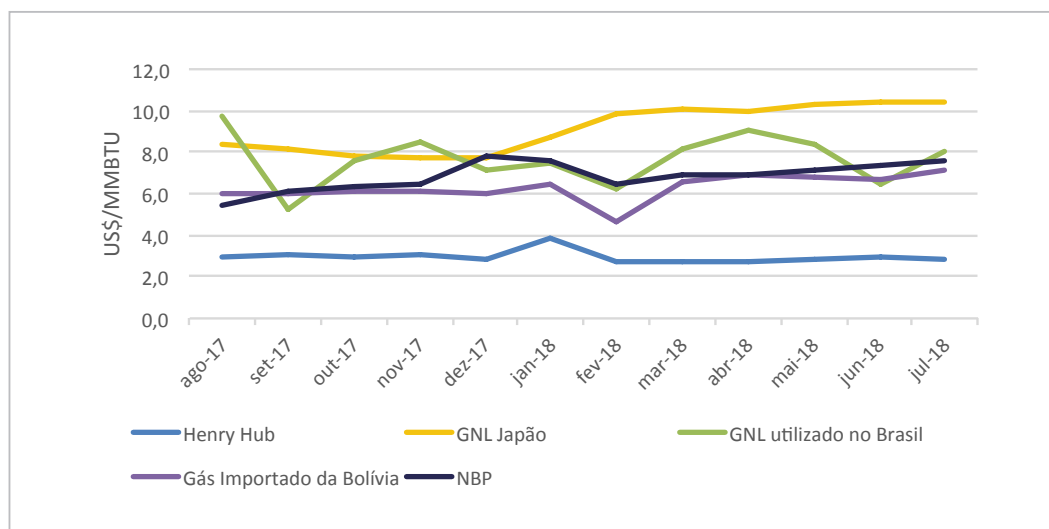
* Média dos últimos 12 meses

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

* Média dos últimos 12 meses ** National Balancing Point (UK) *** Preço FOB

**** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte) ***** não inclui impostos

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O preço das distribuidoras para o consumidor final diminuiu em todas as faixas de consumo. O valor do GNV foi de 13,1 US\$/MMBTU, queda de 1,4%. Para a indústria, o consumo de 2.000 m³/d, 20.000 m³/d e 50.000 m³/d o valor foi de 15,5 US\$/MMBTU, 13,6 US\$/MMBTU e 13,1 US\$/MMBTU respectivamente.

O Gas Natural Fenosa apoia o mercado livre compulsório de gás. O presidente da empresa, Bruno Armbrust propõe a criação do mercado livre começando por exemplo por consumidores indus-

triais e automotivos, segmentos que respondem por parcela expressiva da demanda de gás nacional. Segundo o executivo, esse tipo de modalidade poderia representar um potencial de consumo de 12 milhões de m³/dia (ABEGÁS, 2018)²¹.

A ideia é que a oferta aos potenciais consumidores livres seja feita por meio de leilões, o que ajudaria a estimular um novo mercado, como prevê o programa Gás para Crescer. Os consumidores residenciais e comerciais continuariam a ser atendidos pelas distribuidoras, em um mercado cativo.

²¹ <https://www.abegas.org.br/porta/?p=68803>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

A safra de cana-de-açúcar 2018/19 da região Centro-Sul está se aproximando do final, com algumas unidades já tendo encerrado as moagens e outras antecipando o encerramento, o que significa que a produção de etanol vai reduzir progressivamente, até o início do próximo ciclo, em abril de 2019. De acordo com a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), a produção deste ciclo foi afetada por uma longa estiagem, que imprimiu um ritmo acelerado de colheita até o momento, além de uma redução da produtividade da cana. Com a antecipação do encerramento da safra, é esperada uma longa entressafra.

Em agosto/18, o volume total de etanol (anidro e hidratado) produzido caiu 10,6% em relação a julho/18. A produção de etanol anidro somou 1,4 bilhão de litros em agosto, volume 14,5% inferior ao mês de julho/18, e 13,2% inferior ao mesmo mês do ano passado (agosto/17). No acumulado de janeiro a agosto, a produção de 2018 ficou 10,2% abaixo da de 2017. No caso do etanol hidratado, o volume produzido em agosto/18 (3,2 bilhões de litros) foi

8,7% inferior à produção de julho/18, mas ficou 36,8% acima do volume produzido no mesmo mês do ano passado (agosto/17). De janeiro a agosto de 2018, o hidratado acumula uma produção 51,9% superior ao mesmo período de 2017. A política de preços da Petrobras vem favorecendo a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina, contribuindo para o aumento do consumo e da oferta do biocombustível.

A safra deste ano foi marcada pelo perfil mais alcooleiro, com a maior destinação da cana para a produção de etanol, em detrimento do açúcar, uma vez que esta commodity apresentou desvalorização de preços no mercado internacional.

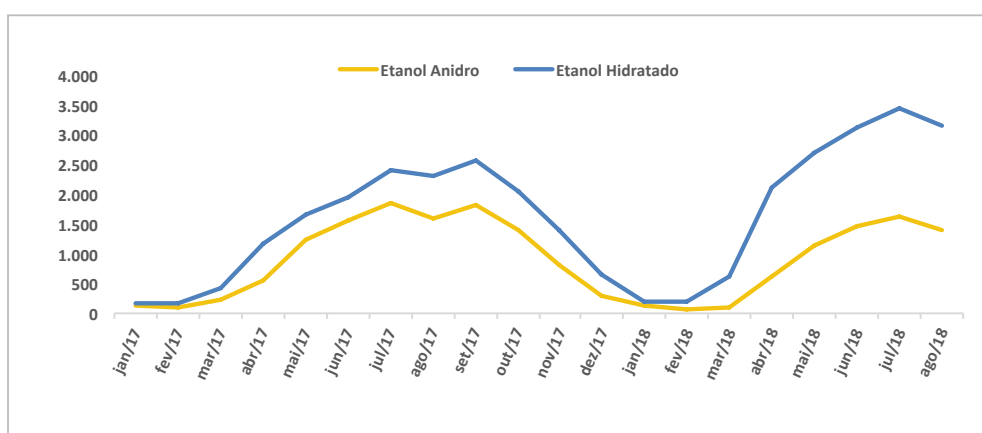
A Conab (Companhia Nacional de Abastecimento) estima que, enquanto a produção de cana-de-açúcar deve aumentar em apenas 0,4%, em relação à safra anterior, devem ser produzidos 11,6% a mais de etanol na safra iniciada em abril deste ano, alcançando 30,4 bilhões de litros de biocombustível.

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

Biocombustível	ago-18	acum-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	1.381,2	6.490,0	-14,5%	-13,2%	-10,2%
Etanol Hidratado	3.150,1	15.508,7	-8,7%	36,8%	51,9%
Total Etanol	4.531,3	21.998,7	-10,6%	16,4%	26,2%
Biodiesel	486,2	3.400,8	-0,7%	21,5%	25,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



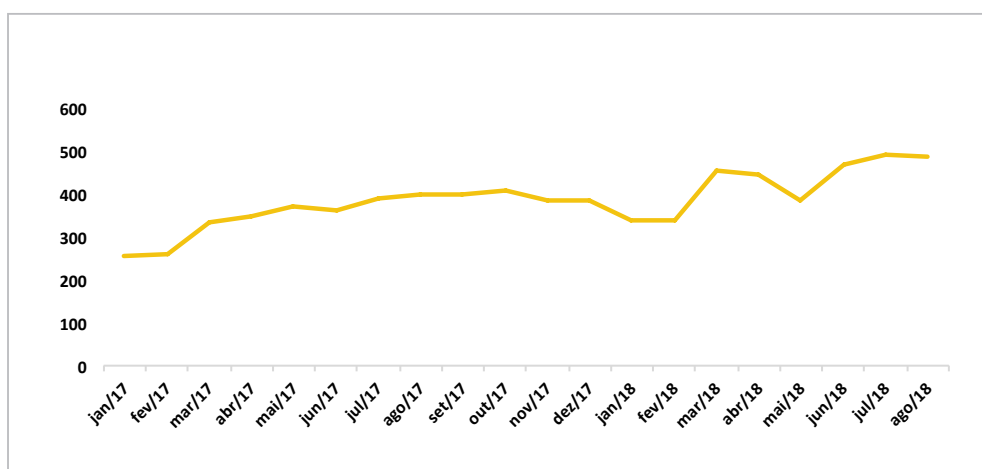
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de biodiesel, em agosto/18, se manteve praticamente constante em relação ao mês anterior (julho/18). Na comparação com o ano de 2017, houve aumento de 21,5% em relação a agosto/17, e 25,4% quando se compara a produção acumulada de janeiro a agosto. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

Em 2018, já foram produzidos 3,4 bilhões de litros de biodiesel. A Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais) estima uma produção de 5,5 bilhões de litros de biodiesel em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

Os volumes produzidos em julho e agosto de 2018 somaram 976 milhões de litros, o que corresponde a 96,6% do volume negociado no 61º Leilão de Biodiesel da ANP, no qual foram arrematados 1,01 bilhão de litros.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

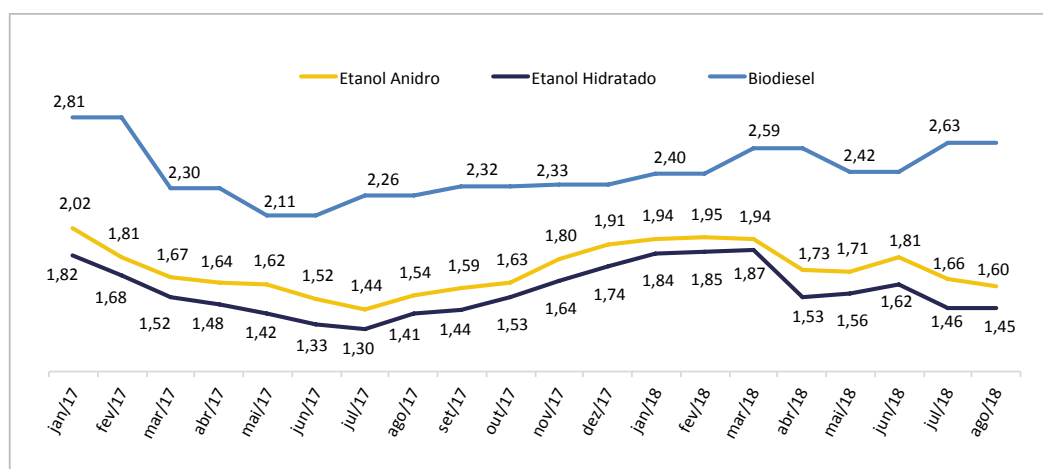
Ainda que a produção de etanol já tenha começado a cair, a oferta, em agosto/18, foi suficiente para manter a trajetória de queda de preços. Em agosto/18, o litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,60 (preço ao produtor), valor 3,5% abaixo do mês de julho/18 (R\$ 1,66), enquanto o etanol hidratado registrou queda de apenas 0,8%, passando de R\$ 1,46, em julho, para R\$ 1,45, em agosto.

A partir da última semana de agosto, os preços do biocombustível começaram a subir, como uma resposta natural à redução da produção. Além disso, com o aumento de preço da gasolina, ficou vantajoso abastecer com o etanol, o que levou ao aumento da procura pelo biocombustível. A maior

demanda pelo etanol, portanto, também ajudou a elevar a sua cotação. A tendência esperada para os próximos meses é de aumento de preços, pelo menos, até o início da nova safra (2019/2020).

No 61º Leilão de Biodiesel da ANP, que teve como objetivo garantir o abastecimento no mercado nacional para os meses de julho e agosto, o biodiesel foi negociado ao preço médio de R\$ 2,63, valor 8,6% acima do negociado no leilão anterior (R\$ 2,42 o litro). No 62º Leilão da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de setembro e outubro, o preço médio voltou para o patamar de maio e junho, alcançando o valor de R\$ 2,44 por litro, 7,3% abaixo do preço médio dos meses de julho e agosto.

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



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

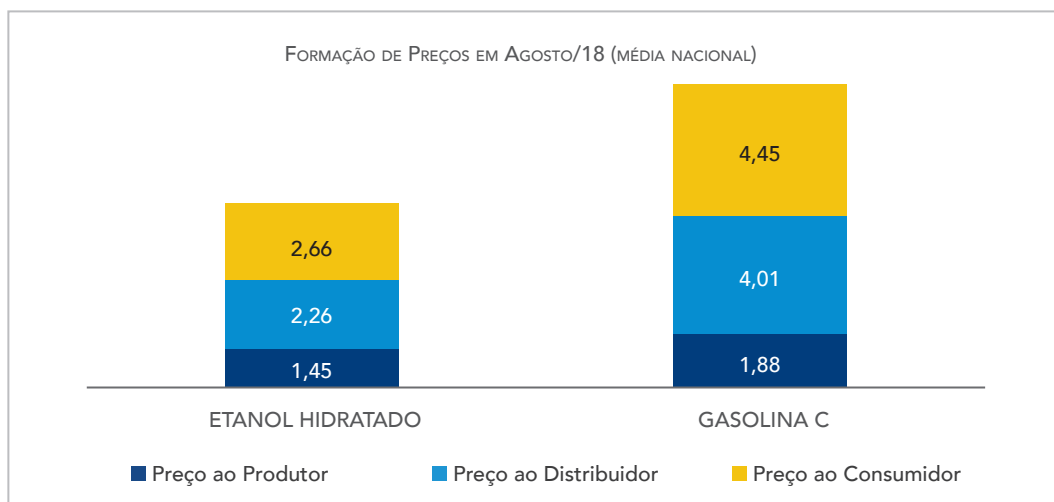
Formação de preços e relação entre etanol hidratado e gasolina

Em função das diversas discussões ocorridas nos últimos meses, a ANP passou a divulgar informações a respeito da formação de preços dos combustíveis. Em agosto/18, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,45 ao produtor (gráfico 4.3), R\$ 2,26 ao distribuidor e R\$ 2,66 ao consumidor. Enquanto o preço ao produtor registrou queda de apenas 0,8% entre julho e agosto, os preços ao distribuidor e ao consumidor caíram, respectivamente, 4,7% (R\$ 2,37 em julho) e 4,6% (R\$ 2,79 em julho). A gasolina comum (contendo 27% de etanol anidro) apresentou preços médios de R\$ 1,88 ao produtor, R\$ 4,01 ao distribuidor e R\$ 4,45 ao consumidor final.

Entre julho e agosto, os preços da gasolina ao consumidor final registraram queda, mas a redução foi de apenas 1,0%, enquanto o etanol hidratado ficou 4,6% mais barato, o que contribuiu para manter a competitividade do biocombustível frente ao derivado fóssil. Na média do Brasil, o preço de venda do etanol representou 60% preço da gasolina.

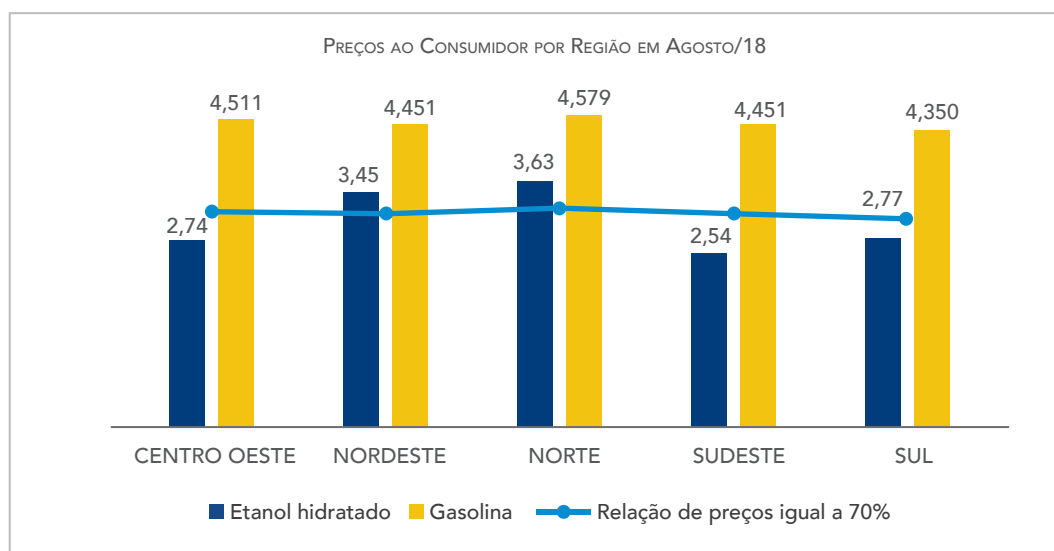
Analisando os preços por região, verifica-se que o biocombustível esteve com preços médios abaixo de 70% do preço da gasolina nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

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



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

Gráfico 4.5 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor em agosto



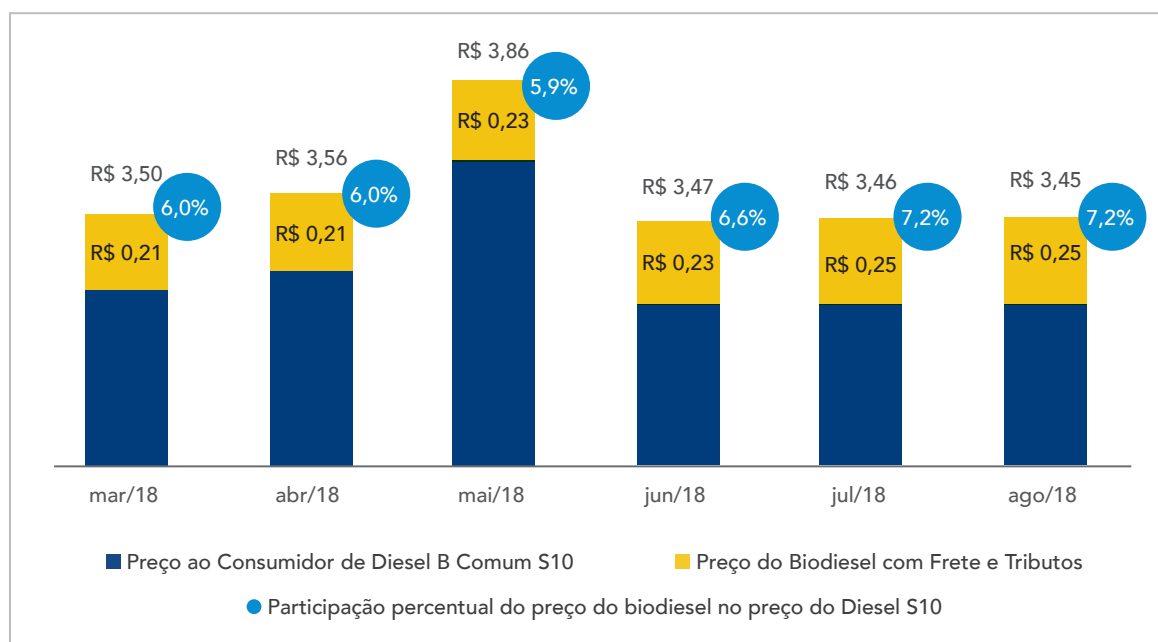
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Formação de preços do Diesel

Em março de 2018, o biodiesel passou a ser adicionado em 10% ao óleo diesel. A adição do biocombustível envolveu um custo de aproximadamente R\$ 0,25 centavos, em agosto/18, valor que representou 7,2% do preço final do diesel ao

consumidor. Antes da greve dos caminhoneiros, ocorrida em maio de 2018, o biodiesel correspondia a 6,0% do preço final do diesel. Os dados apresentados referem-se ao Diesel S-10, porém a representatividade do biodiesel no Diesel S-500 é semelhante.

Gráfico 4.6 – Participação do biodiesel na composição de preços do Diesel B S10



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Com os preços mais favoráveis em relação à gasolina, o etanol hidratado registrou um recorde de vendas em agosto/18, com 1,8 bilhão de litros vendidos.

O consumo de hidratado foi 13,2% superior ao de julho/18 e quase 50% superior ao mês de agosto de 2017. No acumulado de janeiro a agosto de 2018, as vendas de etanol hidratado estão 41,8% acima do mesmo período de 2017.

As vendas de etanol anidro somaram 861 milhões de litros em agosto/18, volume 6,6% superior ao mês de julho/18. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (julho/17), houve queda de 13,7% e, no acumulado do ano, a demanda por anidro, em 2018, está 13,1% abaixo de 2017. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, em conjunto

com a redução de preços do biocombustível, em função do aumento da produção desde o início da safra 2018/19, vêm contribuindo para o aumento da competitividade do etanol hidratado em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo biocombustível.

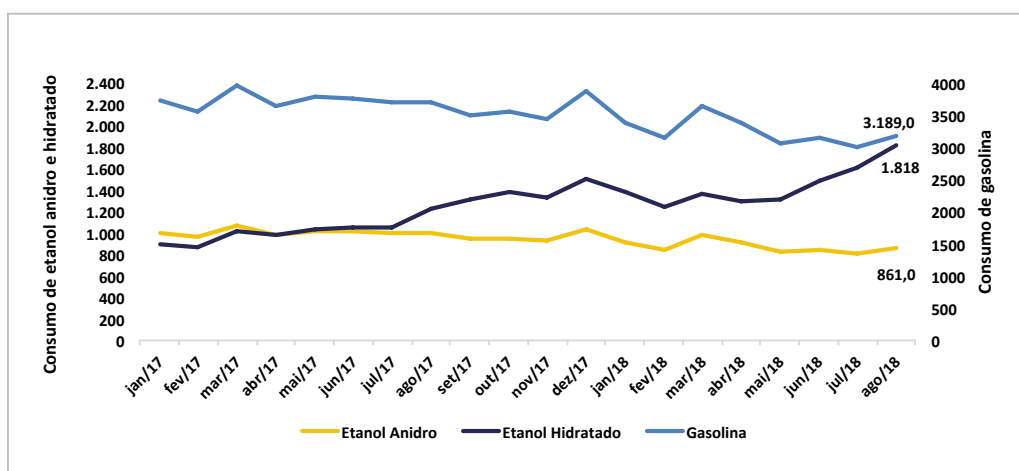
O consumo de biodiesel, em agosto/18, registrou aumento de 4,3% na comparação com o mês de julho/18, e de 29,8% em relação a agosto/17. No acumulado do ano, registra alta de 24,7%. Os aumentos de preços do diesel e a greve dos caminhoneiros prejudicaram as vendas do combustível nos últimos meses, mas o aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março deste ano, contribuiu para o crescimento do consumo do biocombustível em 2018, em comparação a 2017.

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

Biocombustível	ago-18	acum-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	861,0	6.997,6	6,6%	-13,7%	-13,1%
Etanol Hidratado	1.818,0	11.509,4	13,2%	48,9%	41,8%
Total Etanol	2.679,1	18.507,0	11,0%	20,7%	14,5%
Biodiesel	519,5	3.501,7	4,3%	29,8%	24,7%

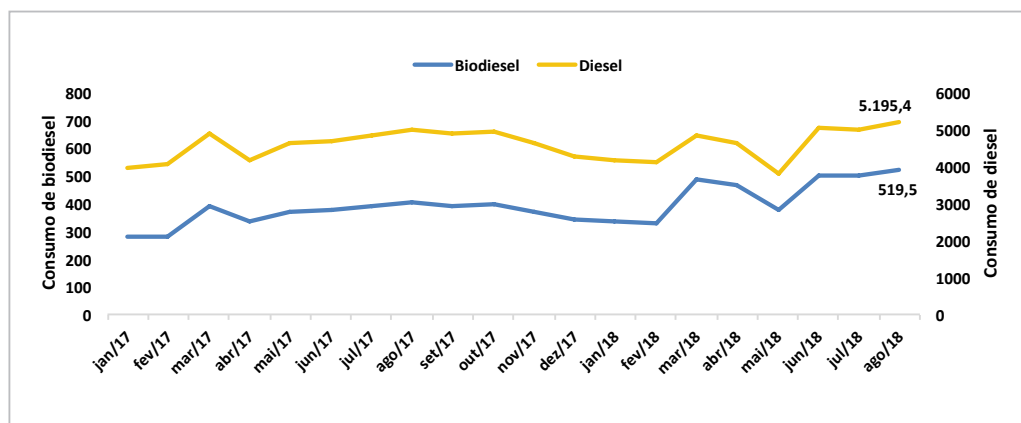
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.8 – 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

As importações de etanol somaram apenas 47,7 milhões de litros, em agosto/18, volume 66,6% inferior ao mês anterior (julho/18). Na comparação com o mesmo mês do ano passado (agosto/17), o Brasil importou 64,8% menos etanol, e, no acumulado de janeiro a agosto, as importações de 2018 estão 5,5% abaixo das de 2017. Comportamento semelhante ocorreu em setembro, quando foram importados apenas 5,7 milhões de litros. Além do aumento da oferta de biocombustível nacional na safra deste ano, a taxa sobre as importações que excedessem 150 milhões de litros por trimestre, implementada em agosto de 2017, contribuiu para a redução das compras externas.

As exportações brasileiras estiveram aquecidas em agosto e setembro, favorecidas pelo fator cambial e pelo aumento da competitividade do biocombus-

tível diante de elevações nas cotações do petróleo, de acordo com a Conab. O aumento da produção do etanol também contribuiu para o aumento das exportações. Em agosto/18, o Brasil exportou 264 milhões de litros de etanol, volume 48,0% superior ao de julho/18 e 49,0% acima do mesmo mês do ano passado (agosto/17). No acumulado do ano, as exportações de 2018 superaram em 6,7% as de 2017.

Em agosto/18, as exportações superaram as importações em 216,4 milhões de litros. Em termos monetários, as receitas superaram as despesas em US\$ 104,8 MM (US\$ FOB).

No acumulado de janeiro a agosto de 2018, entraram no país 416,6 milhões de litros a mais do que saíram. Esse descompasso representou um déficit de US\$ 50,1 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível neste ano.

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

Etanol	ago-18	acum-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	acum-18/acum-17
Importação	47,6	1.408,0	-66,6%	-64,8%	-5,5%
Exportação	264,0	991,4	48,0%	49,0%	6,7%

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) DISPONIBILIDADE

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

	ago-18		ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18		ago-17	
SE/CO	16.965,00	83,19%	-4,21%	-1,66%		17.710,00	69,55%	17.251,00	85,40%
S	4.841,00	46,94%	-26,34%	-7,67%		6.572,00	58,54%	5.243,00	50,91%
NE	1.316,00	38,70%	-7,06%	22,30%		1.416,00	36,31%	1.076,00	31,42%
N	2.328,00	72,17%	-40,93%	50,29%		3.941,00	75,46%	1.549,00	57,62%
SIN	25.450,00	-	-14,13%	1,32%		29.639,00	-	25.119,00	-

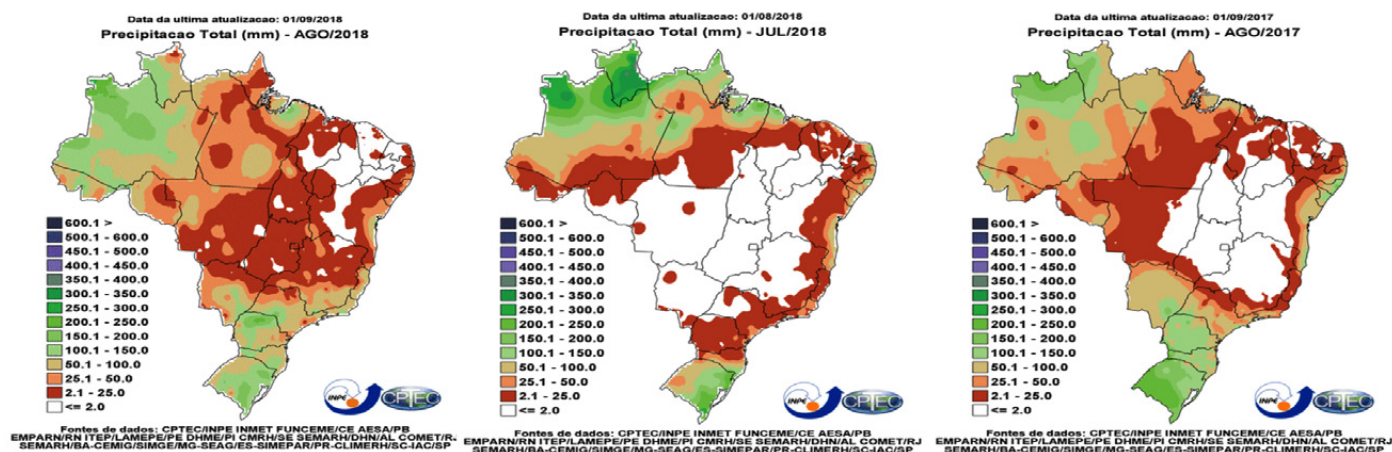
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Através da Figura 5.1 pode-se perceber que em boa parte do Brasil a precipitação total em agosto de 2018 foi baixa, embora a área com precipitação menor que 2.0 mm tenha reduzido. Dessa forma, a baixa precipitação tradicionalmente observada nessa época do ano em grande parte do país fez com que houvesse uma redução de 14,13% na ENA disponível, em comparação com julho de 2018. A maior

redução de disponibilidade hídrica foi observada no subsistema N (-40,93%), seguido pelo S (-26,34%), NE (-7,06%) e SE/CO (-4,21%), como pode ser observado na Tabela 5.1. Além disso, vale a pena destacar que a disponibilidade hídrica é bastante delicada, como indica a relação entre ENA e MLT²². Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (83,19%), S (46,94%), NE (38,70%) e N (72,17%).

²² 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 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para ago/18, jul/18 e ago/17.

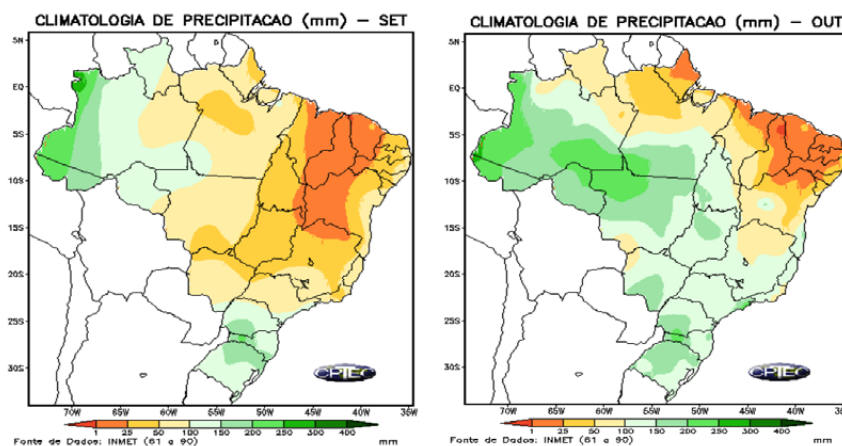


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de agosto de 2018 foi um pouco melhor do que a de agosto de 2017, pois houve uma variação positiva de 1,32%. As ENAs nos subsistemas NE e N sofreram uma variação positiva de 22,30% e 50,29%, respectivamente. Por outro lado, o SE/CO sofreu uma redução de 1,66%, enquanto que a variação no S foi de -7,67%.

A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de setembro e outubro, onde é possível observar uma gradual redução das áreas de baixa precipitação com a aproximação do final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore até o final do ano.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para setembro e outubro



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	37.398,05	0,87%	2,32%		37.074,48	36.549,97
S	11.071,74	-0,08%	1,98%		11.080,20	10.857,01
NE	10.618,38	3,59%	4,65%		10.249,90	10.146,57
N	5.358,90	3,45%	-6,03%		5.180,27	5.702,90
SIN	64.447,07	1,36%	1,88%		63.584,85	63.256,45

* Tendências nos últimos 12 meses

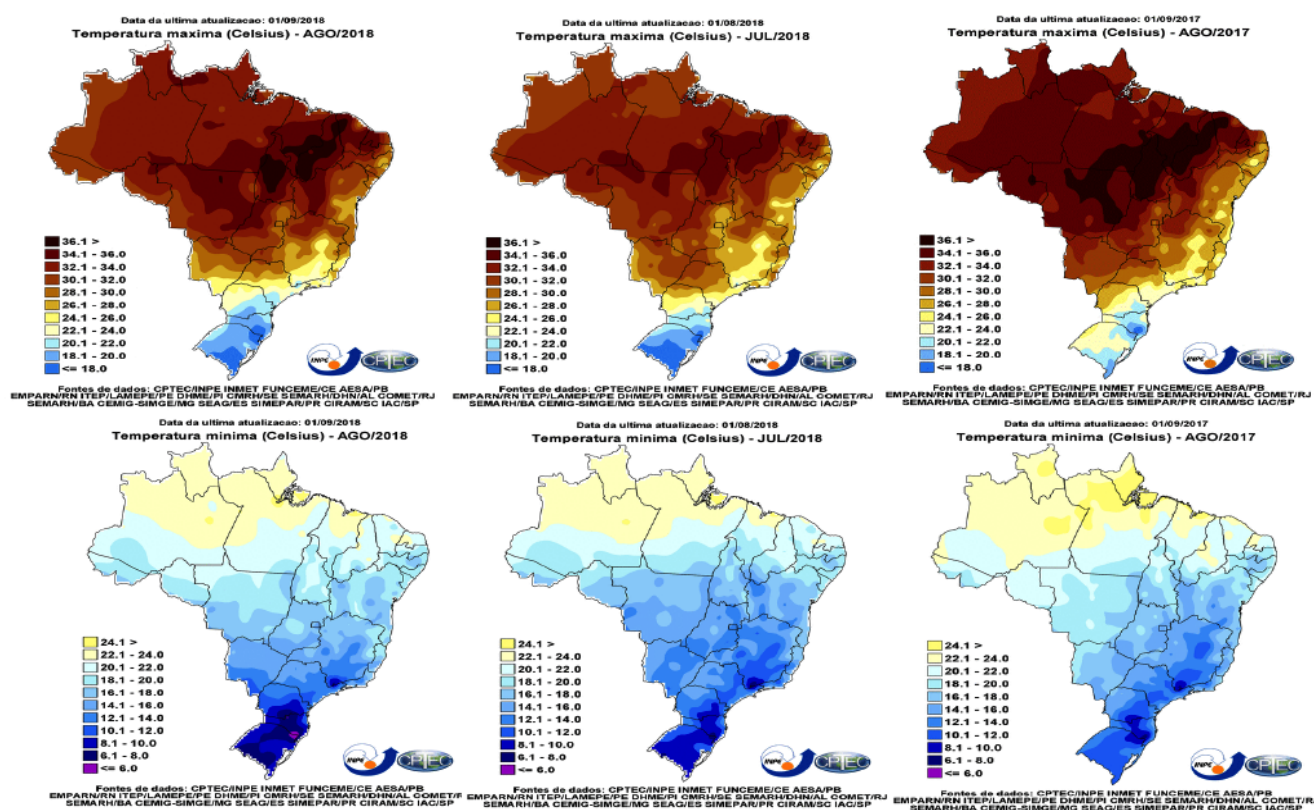
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Houve um aumento de 1,36% no consumo de energia do SIN. As maiores variações foram observadas no NE e N, 3,59% e 3,45% respectivamente. O SE/CO teve uma pequena variação de 0,87% enquanto que o consumo no S foi praticamente constante, sofrendo uma ligeira queda de 0,08%.

Na comparação anual, o consumo de energia aumentou 1,88%, acompanhando a melhora dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial

do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 86,00 para 91,40 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 82,20 para 89,20 entre agosto de 2017 e agosto de 2018. É importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV sofreu uma queda de 1,87% na comparação anual.

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



C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de agosto aumentou em 1,35%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. Embora a disponibilidade hídrica tenha sido baixa em agosto, a geração da Usina de Itaipu fez com que houvesse um aumento

da geração hidráulica total do SIN em 0,53%. Além dessa, as outras fontes variaram positivamente, com destaque para a geração eólica, com aumento de 6,44%. O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh) aumentasse em 9,76 %.

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

		ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	Hidráulica	18.510,98	-3,27%	7,07%		19.136,31	17.289,28
	Nuclear	2.021,55	0,71%	17,60%		2.007,29	1.719,04
	Térmica	7.600,90	-10,36%	-21,33%		8.479,36	9.662,02
	Eólica	23,99	2,97%	162,55%		23,30	9,14
	Solar	116,37	-3,30%	32040,74%		120,33	0,36
S	Total	28.273,78	-5,02%	-1,42%		29.766,60	28.679,85
	Hidráulica	6.526,63	-6,93%	-17,99%		7.012,26	7.958,36
	Térmica	1.652,97	3,53%	33,37%		1.596,67	1.239,35
	Eólica	811,54	4,60%	7,11%		775,86	757,66
	Solar	0,39	31,58%	-19,87%		0,29	0,48
NE	Total	8.991,53	-4,19%	-9,69%		9.385,08	9.955,85
	Hidráulica	1.797,23	-1,61%	9,98%		1.826,60	1.634,12
	Térmica	2.786,29	10,97%	-25,78%		2.510,95	3.754,33
	Eólica	6.244,45	6,14%	24,02%		5.883,17	5.035,09
	Solar	243,95	4,85%	247,87%		232,67	70,13
N	Total	11.071,92	5,92%	5,51%		10.453,38	10.493,67
	Hidráulica	4.152,93	-0,66%	37,88%		4.180,71	3.011,94
	Térmica	3.252,90	29,26%	30,48%		2.516,57	2.492,98
	Eólica	164,83	33,10%	28,10%		123,84	128,67
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
Itaipu	Total	7.570,66	10,99%	34,38%		6.821,11	5.633,59
	Hidráulica	8.422,99	19,51%	2,49%		7.048,00	8.218,46
	Nuclear	39.410,75	0,53%	3,41%		39.203,87	38.112,16
	Térmica	2.021,55	0,71%	17,60%		2.007,29	1.719,04
	Eólica	15.293,05	1,25%	-10,82%		15.103,55	17.148,68
SIN	Solar	7.244,82	6,44%	22,16%		6.806,17	5.930,57
	Total	360,70	2,10%	408,25%		353,30	70,97
	Hidráulica	64.330,87	1,35%	2,14%		63.474,17	62.981,41
	Nuclear						
	Térmica						

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um aumento de 2,14% na geração total. Todas as fontes, com exceção da térmica, apresentaram crescimento. Vale a pena destacar o crescimento da geração eólica e

solar, 22,16% e 408,25%. A diminuição da geração térmica, consequentemente, contribuiu para uma redução de 9,98% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)

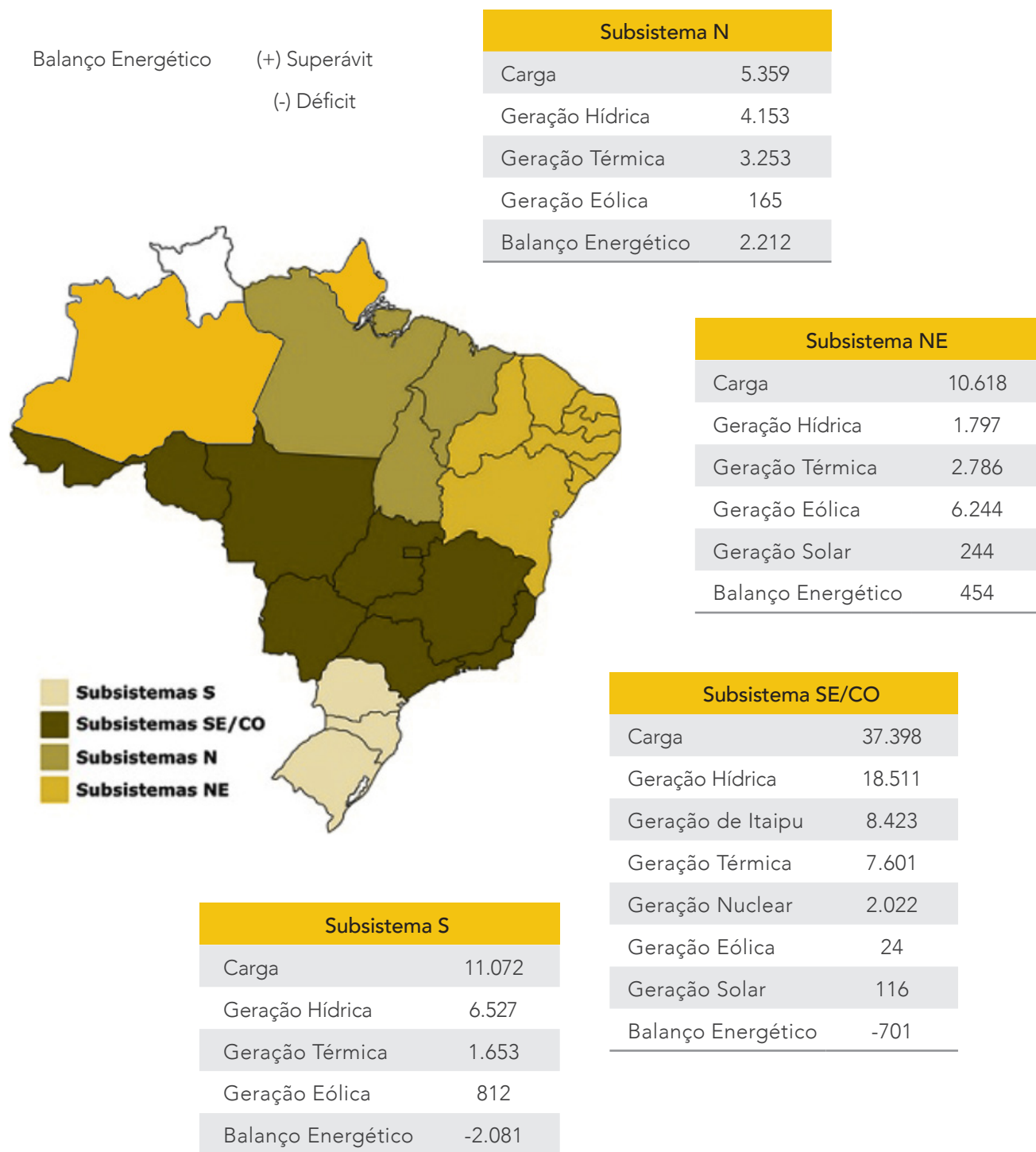
	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SIN	0,1181	9,76%	-9,98%		0,1076	0,1312

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

D) **BALANÇO ENERGÉTICO**

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de agosto de 2018 os subsistemas S e SE/CO foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 2.081 MWMed e 701 MWMed. Praticamente toda essa

energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 2.212 MWMed. Adicionalmente, houve um complemento de 454 MWMed do NE e aproximadamente 116 MWMed na forma de importação internacional.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
S - SE/CO	-1.964,02	-23,96%	-213,99%		-1.584,46	-625,50
Internacional - S	116,00	4,83%	-57,92%		110,66	275,66
N - NE	352,16	-3,48%	430,11%		364,85	-106,68
N - SE/CO	1.859,60	45,74%	3160,17%		1.275,99	57,04
SE/CO - NE	-805,70	-41,76%	-235,12%		-568,34	-240,42

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	ago-18		ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18		ago-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	56.955	28,02%	-18,29%	-13,86%		69.705	34,29%	66.122	32,52%
S	8.169	40,64%	-16,79%	-28,28%		9.817	48,84%	11.390	56,67%
NE	16.555	31,94%	-8,56%	161,66%		18.105	34,93%	6.327	12,21%
N	8.131	54,04%	-19,51%	4,98%		10.102	67,14%	7.745	51,49%
SIN	89.810	30,94%	-16,63%	-1,94%		107.729	37,11%	91.584	31,55%

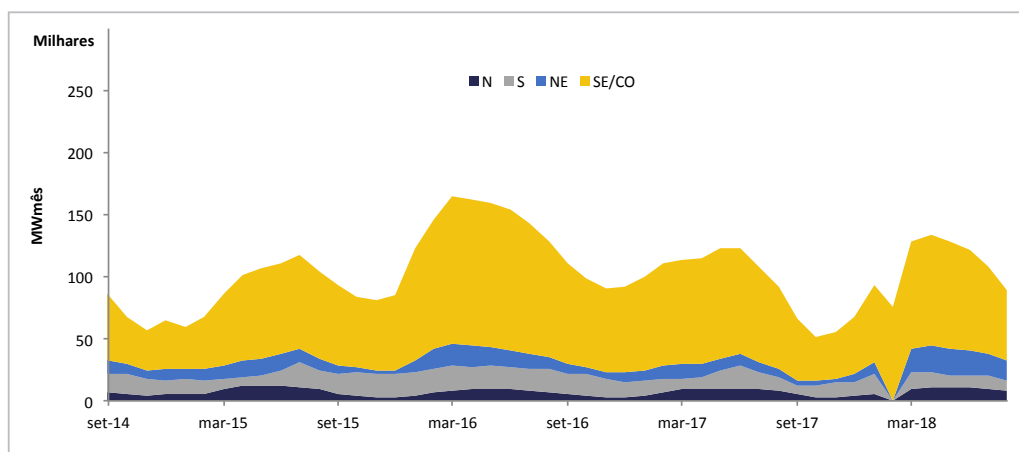
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de julho e agosto, foi registrado uma redução de 16,63% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 30,94% da capacidade do reservatório. Em todos os subsistemas houve uma redução da EAR. A maior redução foi observada no subsistema N, 19,51%. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se

uma redução na EAR de 1,94%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 6.327 MWmês para 16.555 MWmês, o que representou uma variação de +161,66%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 31,94% da capacidade do reservatório. No N também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 28,28% no S e 13,86% no SE/CO.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de julho e agosto de 2018, como esperado, o CMO médio subiu em todos os subsiste-

mas, chegando a 766,41 R\$/MWh. Quando comparado com agosto de 2017, o aumento observado foi de 51,20% para todos os subsistemas.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal - R\$/MWh

	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	Tendências*	jul-18	ago-17
SE/CO	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
S	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
NE	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89
N	766,41	27,00%	51,20%		603,46	506,89

* Tendências nos últimos 12 meses

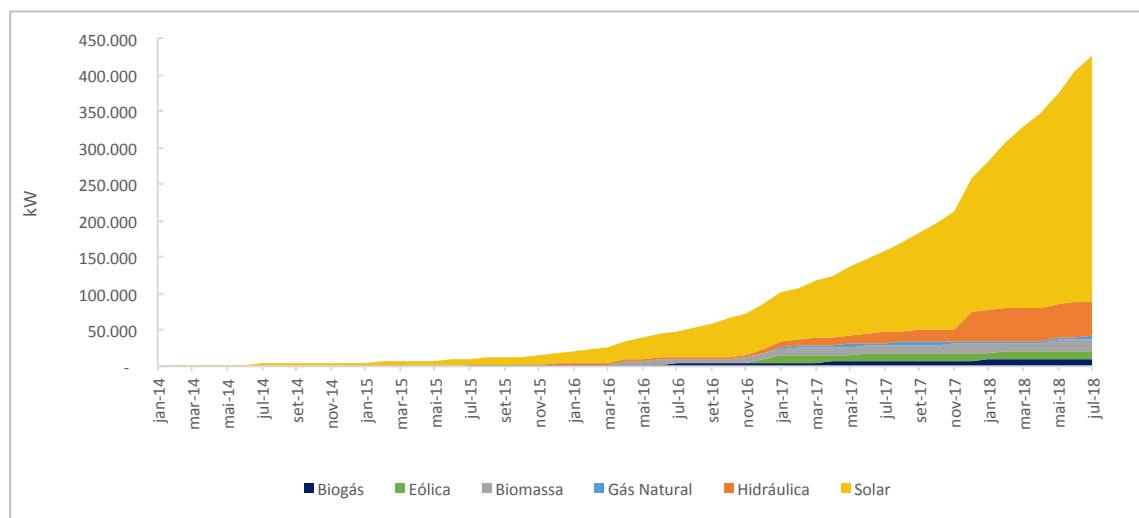
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em setembro, o setor elétrico brasileiro adicionou a sua operação 34,5 MW de geração descentralizada (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). Dessa forma, atingiu o valor global de 512,5 MW de capacidade instalada nos sistemas de

micro e minigeração distribuída (MMGD) de energia, sendo 81,1% desta geração solar fotovoltaica, 10,2% de pequenas centrais hidrelétricas que estão enquadradas nos critérios para operarem como MMGD, 6,8% de participação térmica e 2,0% de geração eólica – vide figura 5.6.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A geração distribuída continua com crescimento expressivo e avançou 7,2% em relação ao mês anterior. Na avaliação em 12 meses, há um crescimento de 177,8%, o que revela uma expansão significativa deste mercado para os consumidores brasileiros no último ano.

Como pode ser observado na tabela 5.8, as distribuidoras que possuem maior número acumulado de prosumers²³ e taxa de crescimento nos pedidos de conexão são CEMIG-D, RGE Sul, CELESC, COELCE e COPEL.

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

Distribuidoras	set-18	set-18/ago-18	set-18/set-17	ago-18	set-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	127.427,32	14,01%	261,24%	111.766,36	35.274,51
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	33.861,26	7,40%	229,95%	31.529,50	10.262,46
CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	31.780,30	0,00%	166,29%	31.780,30	11.934,26
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	30.742,69	0,00%	51,79%	30.742,69	20.253,66
COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	29.071,39	4,76%	213,24%	27.751,16	9.280,76
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	21.922,61	6,26%	145,61%	20.630,20	8.925,82
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	20.754,74	2,40%	95,65%	20.268,91	10.608,16
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	18.966,98	0,56%	127,03%	18.862,18	8.354,43
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	16.009,76	8,40%	181,93%	14.769,75	5.678,64
RIO GRANDE ENERGIA SA	16.000,90	12,19%	238,87%	14.262,91	4.721,83
OUTRAS	166.057,38	6,60%	180,33%	155.776,12	59.236,81
TOTAL	512.595,33	7,21%	177,78%	478.140,08	184.531,34

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

²³ Prosumer é um termo originado do inglês que provém da junção de producer (produtor) + consumer (consumidor) ou professional (profissional) + consumer (consumidor).

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	126,56	796,38	2.100,79	1.334,50	50,00	-	4.408
Biomassa	20,00	130,82	246,87	715,65	-	178,50	1.292
Solar	449,20	535,14	30,00	664,00	446,86	-	2.125
Hidrelétrica	100,00	3.402,54	2.444	32,00	71,22	35,18	6.085
PCH	58,40	116,63	365,79	563,98	226,35	49,87	1.381
Eólica	888,25	1.791,20	222,90	120,00	487,10	906,93	4.416
Total	1.642,41	6.772,71	5.410,79	3.430,13	1.281,53	1.170,48	19.708

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 15 de outubro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 19.708 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 1.642,41 MW, sendo aproximadamente 8% em termelétrica, 1% em Biomassa, 27% em Solar, 6% em hidrelétrica, 4% em PCH e 54% em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.10, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 2 distribuidoras. Além disso, 16 permissionárias tiveram suas tarifas atualizadas.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária CPFL Piratininga que atende 1,7 milhão de unidades consumidoras em 6 municípios de São Paulo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 23 de outubro de 2018 em 19,25% em média, sendo 18,70% para os consumidores da baixa tensão e 20,18% para os consumidores da alta tensão.

A EDP SP, que atende a 1,8 milhão de unidades consumidoras localizadas em São Paulo, teve

reajuste médio de 17,84% na alta tensão e 15,13% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 16,12% nas tarifas a partir de 23 de outubro de 2018.

Além das distribuidoras, a ANEEL atualizou a tarifa de 16 permissionárias de energia elétrica. As permissionárias e os respectivos efeitos médios para o consumidor são: Cedri (SP), 13,8%; Cejama (SC), 10%; Ceraçá (SC), 10%; Cerbranorte (SC), 10%; Cerej (SC), 10%; Cergal (SC), 14,8%; Cergapa (PA), 10%; Cergal (SC), 10%; Cermoful (SC), 10%; Cerpalo (SC), 11,2%; Cersul (SC), 10%; Certrel (SC), 10%; Coopera (SC), 10%; Coopercojal (SC), 10%; Coopermila (SC), (10%); Coorsel (SC), (10%).

Devido a inadimplência da distribuidora com obrigações setoriais, o reajuste tarifário da Companhia Energética de Brasília - CEB (DF), aprovado em 16 de outubro de 2018, está suspenso. Caso a empresa regularize suas pendências, o reajuste entrará em vigor a partir de 22 de outubro de 2018.

Por fim, a ANEEL prorrogou as tarifas da Companhia Energética do Piauí – CEPISA. O correspondente reajuste apenas entrará em vigor após a assinatura de contrato de concessão pela Equatorial Energia.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga Força e Luz	SP	19,25%	23/out
EDP SP	São Paulo Distribuidora de Energia S.A.	SP	16,12%	23/out

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

Os vencedores do Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em junho, assinaram na sexta-feira (21/9) os contratos de concessão com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para construção e operação de 2.562 quilômetros de novas linhas de transmissão e de 12.226 mega-volt-ampères (MVA) de potência de subestações. Os novos empreendimentos serão nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe e Tocantins e demandarão investimentos próximos a R\$ 6 bilhões.

Essas novas concessões de transmissão tem a possibilidade de gerar 13,6 mil empregos diretos e gerar uma economia para os consumidores de cerca de R\$ 14,1 bilhões, ao longo dos 30 anos dos contratos. Segundo André Pepitone, diretor-geral da ANEEL, "Uma rede de transmissão sólida e cada vez mais fortalecida é crucial em um sistema elétrico como o nosso, com múltiplas fontes, que se complementam inclusive geograficamente. Essa malha garante que regiões que estão gerando mais energia abasteçam outras que estão com produção menor".

Os leilões, responsáveis pela contratação de 70% da energia consumida no Brasil, estão sendo moder-

nizados. O projeto "Cadeia de Sistema de Leilões" está fase de desenvolvimento (especificação, construção e homologação) com previsão para ser entregue no segundo semestre de 2019. A ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem por objetivo com este projeto melhorar e sistematizar o processo de realização dos certames do mercado regulado de energia. As novas plataformas integrarão as bases de dados da CCEE, da ANEEL, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Bradesco, que é o banco custodiante das garantias de leilão.

Dentre os benefícios deste projeto estão:

- i) a automatização dos processos de inscrição dos leilões de geração operacionalizados pela CCEE por delegação da ANEEL,
- ii) a retirada dos termos e senhas, que passarão a ser via sistema, dispensando a retirada presencial,
- iii) a maior facilidade de gestão das garantias financeiras de leilão, com todos os dados de acompanhamento dos processos centralizados, além do envio de alertas e a criação de relatórios;
- iv) a redução de documentos físicos, simetria e padronização de informações,
- v) aumento da segurança dos dados.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km ² de área.	
	Etapas	Data	
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18	
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	28/09/18	
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18	
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018	
	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	Etapas	Data	
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/06/18	
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 28/09/2018	
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 28/09/2018	
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 30/11/2018	
	Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
	Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapas	Data	
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018	
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 20/07/2018	
	Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018	
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	Etapas	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.	
	Etapas	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).	
	Etapas	Data	
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	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).	
	Etapas		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).	
	Etapas		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	
	Etapas		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 7/2018	
	Descrição	Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a análise acerca dos impactos sobre o mercado e a sociedade em uma eventual permissão por parte da ANP ao enchimento fracionado de recipientes transportáveis de GLP por parte dos distribuidores e à comercialização de GLP em recipientes de outras marcas (OM.)	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		22/10/2018 a 20/11/2018
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 26/2018	
	Descrição	Divulgar e obter subsídios sobre a minuta de Resolução que substituirá a Resolução ANP nº 42, de 18 de agosto de 2011, a fim de atualizar o marco regulatório que determina os requisitos mínimos para obtenção de Autorização de Operação de instalações destinadas ao recebimento, armazenamento e expedição de derivados de petróleo e de biocombustíveis; bem como divulgar e colher subsídios sobre o teor da Nota Técnica nº 119/2018/SDL-CREG/SDL sobre autorização de operação para instalações localizadas em aeródromos.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		Até 09/11/2018
	Objeto	CEGAS - Chamada Pública 2018	
	Descrição	As Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) de gás canalizado dos Estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe, respectivamente, Gás de Alagoas S.A. – Algás, Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, Companhia de Gás do Ceará – Cegás, Companhia Paraibana de Gás – Pbgás, Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, Companhia Potiguar de Gás – Potigás e Sergipe Gás S.A. – Sergas, concessionárias exclusivas dos serviços locais de gás canalizado dos seus estados, tornam público, para conhecimento dos interessados, a realização de CHAMADA PÚBLICA COORDENADA para aquisição de até 9,7 milhões m³/dia de gás natural.	
	Etapas		Data
	Envio das Propostas		Até 08/11/2018

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	MME - Consulta Pública nº 60	
	Descrição	Consulta Pública de Normativo que Estabelece as Diretrizes para o Leilão para Suprimento aos Sistemas Isolados de Boa Vista e Localidades Conectadas	
	Etapas	Data	
	Período da Consulta Pública	11/10/2018 à 29/10/2018	
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 61	
	Descrição	Consulta Pública de alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, e de Portaria de diretrizes do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva	
	Etapas	Data	
	Período da Consulta Pública	24/10/2018 à 07/11/2018	
	Objeto	ANEEL - Leilão A-1 e A-2 Existentes/2018	
	Descrição	Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2018, previstos no art. 2º da Portaria MME nº 115, de 28 de março de 2018, denominados: I - Leilão de Energia Existente "A-1", de 2018; e II - Leilão de Energia Existente "A-2", de 2018;	
	Etapas	Data	
	Realização	07/12/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 047/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de orçamento trienal do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para o ciclo janeiro de 2019 a dezembro de 2021.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 11/10/2018 a 09/11/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 046/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento na distribuição de energia elétrica.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 04/10/2018 a 03/12/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 044/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 19/09/2018 a 05/11/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 040/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão do Plano de Universalização Rural da Eletrobrás Distribuição Piauí	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 28/08/2018 a 31/10/2018	
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 016/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório sobre a revisão da Resolução Conjunta nº 04/2014, que trata do compartilhamento de infraestrutura com empresas de telecomunicações.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 26/09/2018 a 31/10/2018	



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