



BOLETIM

DE CONJUNTURA

DO SETOR

ENERGÉTICO

OPINIÃO

Jayme Darriba Macêdo

O setor elétrico que não para na hora dos jogos do Brasil na Copa do Mundo

Nonato Costa Junior

As políticas regulatórias da ANP voltadas para a redução das perdas e queimas de gás natural

Tatiana Bruce da Silva

O papel da regionalização na integração das energias renováveis

EDITORIAL

Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Isabella Vaz Leal da Costa

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

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

OPINIÃO

O setor elétrico que não para na hora dos jogos do Brasil na Copa do Mundo.....	04
As políticas regulatórias da ANP voltadas para a redução das perdas e queimas de gás natural.....	10
O papel da regionalização na integração das energias renováveis.....	16

EDITORIAL

Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil.....	22
---	----

PETRÓLEO.....27

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo.....	27
Derivados do Petróleo.....	32
Política de preços de derivados.....	33

GÁS NATURAL.....35

Dados Gerais.....	35
Produção e Importação.....	36
Consumo.....	38
Preços.....	39
Prévia – Março 2018.....	40
Futuro.....	41

BIOCOMBUSTÍVEIS.....42

Produção.....	42
Preços.....	44
Consumo.....	44
Importação e Exportação de etanol.....	46
Renovabio.....	47

SETOR ELÉTRICO.....48

Disponibilidade.....	48
Demanda.....	50
Oferta.....	52
Balanco Energético.....	53
Estoque.....	54
Custo Marginal de Operação – CMO.....	55
Micro e Minigeração Distribuída.....	56
Expansão.....	57
Tarifas de Energia Elétrica.....	58
Leilões.....	58

ANEXO.....59



OPINIÃO

O setor elétrico que não para na hora dos jogos do Brasil na Copa do Mundo

Por Jayme Darriba Macêdo*

Lá vem ela de novo! Faltam menos de 30 dias para o início de mais uma Copa do Mundo FIFA de Futebol, desta vez, bem mais longe de nós: passamos a bola para a Rússia!

Quando nossa seleção entra em campo, enganam-se os leigos que imaginam que toda a paixão do brasileiro, depositada na aflição de cada um dos noventa minutos, com milhões de aparelhos de televisão ligados simultaneamente, se reflete em um aumento de consumo de energia elétrica desproporcional ao que seria o consumo de um dia normal.

A verdade é que o Brasil que está diante das modernas TVs, cujos fabricantes se orgulham de consumir cada vez menos energia, está realmente parado! Com muita, mas muita folga, a redução de consumo pela interrupção dos processos industriais, comerciais e de serviços se sobrepõe ao consumo das famílias ou grupos de amigos concentrados e atentos às transmissões.

E o resultado disso é que a Curva de Carga do Sistema Interligado Nacional se deforma e, capri-

chosamente, passa a narrar a evolução do evento. Ela engloba desde a preparação da população para assistir ao jogo, passando pela evolução de um espetáculo que se divide em dois atos, com um intervalo de 15 minutos entre eles, até o final onde o brasileiro, sem muito esforço, tenta retornar à rotina daquele dia diferenciado, comemorando o sucesso ou tentando esquecer os improváveis fracassos da seleção nacional.

Para simplificar, observemos na Figura 1 a seguir, a curva de carga da Região Sudeste, onde se concentra cerca de 65 % do consumo do país, no jogo de abertura da última Copa do Mundo, no dia 12 de junho de 2014, em São Paulo (SP). Se a curva azul escura mostra o consumo da quinta-feira anterior como um dia típico, a curva azul clara atesta que desde às 11 horas da manhã, a mobilização da sociedade já é percebida no consumo de energia elétrica através de sua redução, ainda que com passos tímidos. Quatro horas antes do início da partida, neste caso, a partir das 13 horas, a redução se acentua até que o consumo, literalmente, despenca a partir de uma hora antes do início da

partida, permanecendo neste reduzido nível de consumo durante todo o primeiro tempo.

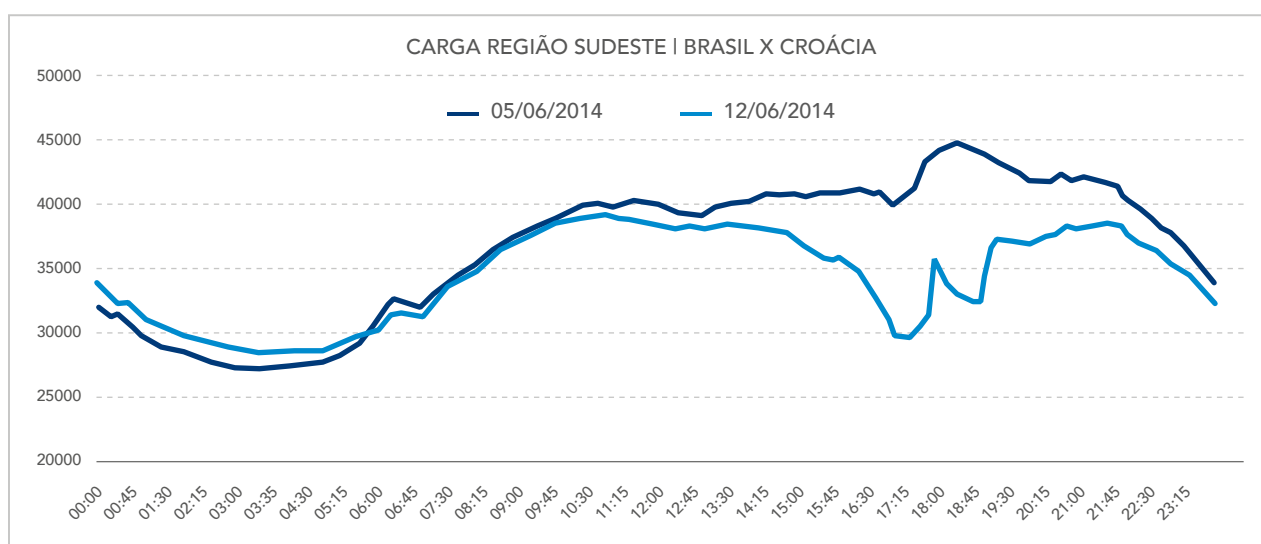
Intervalo? Hora de separar um pouco a torcida, de frequentar alguns outros cômodos da casa acendendo algumas lâmpadas, de abrir a geladeira para buscar o lanche e até de ligar algum equipamento para um trabalho urgente com duração máxima de 15 minutos, claro. A consequência explícita destes movimentos na curva de carga tem valores visíveis em uma rampa de acréscimo de quase 5.000 MW de carga na região sudeste e 6.900 MW no Brasil durante o reduzido tempo de 11 minutos.

Mas sempre temos o segundo tempo. A torcida continua e a carga volta a cair por mais 45 minutos. Nesse caso, a queda se dá com menos intensidade

porque está anoitecendo, a iluminação pública de todo o país está sendo ligada e estamos no teórico horário de pico de consumo típico de um dia normal de inverno. Porém, a seleção em campo não permite que esse consumo máximo diário aconteça durante o jogo, é claro.

Enfim, o jogo termina. Vitória do Brasil e o consumo cresce para a comemoração. Impressionantes números de uma rampa de mais de 5.000 MW para a região Sudeste, compõem parte da rampa de 7.600 MW para todo o Brasil em apenas 30 minutos, trazendo a população para uma normalidade pós-jogo, longe de um dia comum, mas que, pelo menos, retorna à forma original da nossa curva, ainda que com a devida redução de valores pela especificidade da data.

Fig. 1 – Curva de Carga da Região Sudeste comparativa entre dias sem e com jogo do Brasil da Copa do Mundo FIFA 2014.



Enquanto tudo isso acontecia, nas Salas de Controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – e de todos os Agentes integrantes do Setor Elétrico Nacional, a rotina e a torcida foram bem diferentes dos dias habituais. Para essas equipes, que estão acostumadas a manter a confiabilidade do sistema elétrico durante as 24 horas do dia e a enfrentar problemas específicos que não têm hora nem local previamente conhecidos para acontecer, um jogo de Copa do Mundo, apesar de ter características melhor conhecidas, sempre traz desafios. É preciso estar preparado para as rampas descritas e seus necessários ajustes adicionais, com reserva de potência alocada em pontos estratégicos e determinados, capazes de responder a contento quando os consumidores assim exigem, através do consumo de energia.

Essas rampas que trazem números de intensidade e duração de variação considerados como verdadeiros distúrbios para a operação de sistema elétrico de qualquer país ou região, são atendidas com tranquilidade e atuação firme de todas as equipes envolvidas. Estamos assim, garantindo o suprimento da energia durante todas as etapas de pré-jogo, durante o jogo e pós-jogo e, felizmente, excluindo as equipes, as empresas envolvidas e o Sistema Elétrico das manchetes dos noticiários.

Esse resultado é fruto de uma preparação que envolve as equipes de Planejamento da Operação e, intensamente, as de Programação da Operação e Operação em Tempo Real do ONS, bem como, os times de todos os Agentes do Setor. Para a obtenção dos ótimos resultados que vêm sendo alcançados, uma série de estudos de análises de desempenho do sistema elétrico em condições normais e sob emergências é desenvolvida. Os resultados desses estudos subsidiam o estabelecimento de procedimentos

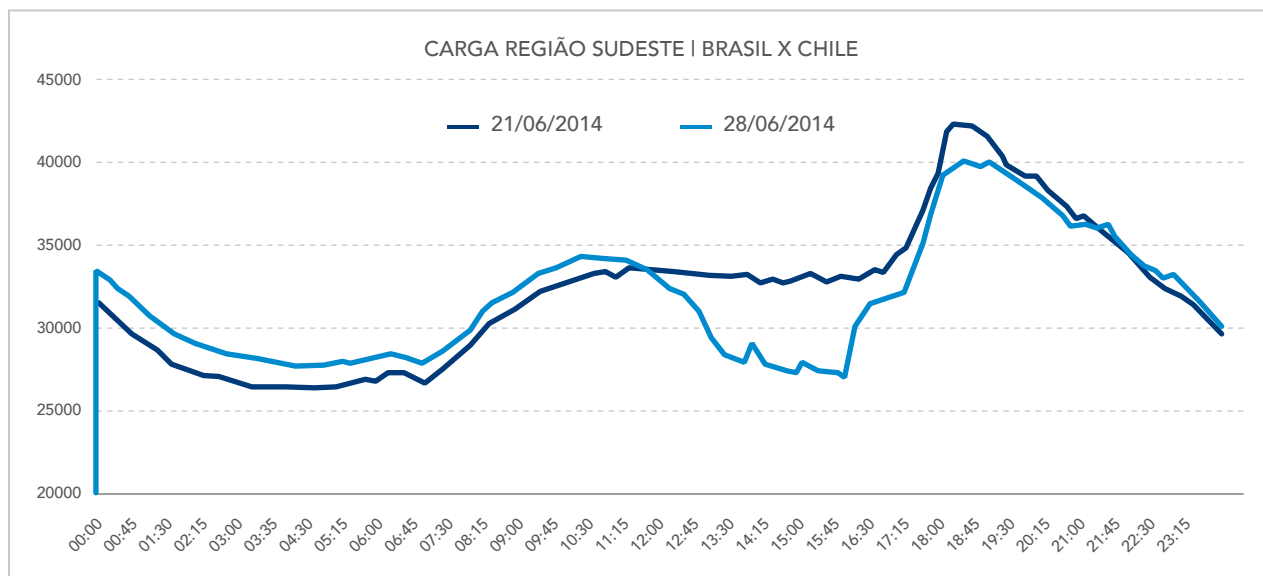
adicionais que conferem maior confiabilidade à operação que são discutidos em diversos níveis e se propõem a serem acrescentados à documentação existente, em geral de forma temporária, ou em substituição a alguns procedimentos disponíveis em condições normais. A busca de que todos tenham continuidade e qualidade no fornecimento de energia gera Notas Técnicas e estudos especiais que guiarão as ações de tempo real durante o evento.

Já para as equipes de Operação em Tempo Real, desde os eventos da Copa do Mundo 2014 e Jogos Olímpicos e Paralímpicos RIO 2016, foi estabelecido o “Plano Diferenciado de Operação das Instalações e dos Centros de Operação do Sistema Interligado Nacional para o Suprimento de Energia Elétrica em Grandes Eventos”. Ele descreve o conjunto de ações, desde testes internos de equipamentos e recursos até Regimes Especiais de Operação para o ONS e todos os Agentes envolvidos nas ações sobre a Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional.

Mas a emoção não acaba na sensação de que todos estão preparados para a execução tranquila de planos e procedimentos. O comportamento da sociedade faz garantir que, até mesmo para o sistema elétrico, “treino é treino, jogo é jogo”!

Podemos observar a diferença que a curva de carga em dia de jogo da seleção pode sofrer, no exemplo da Figura 2, simplesmente porque a emoção às vezes passa por prorrogação e pênaltis! No momento do teórico final do jogo, quando todos deveriam se preparar para uma grande rampa de elevação de carga, muito pelo contrário, a carga entra em novo decréscimo até valores muito baixos, inferiores ao da madrugada, no momento do último e decisivo pênalti.

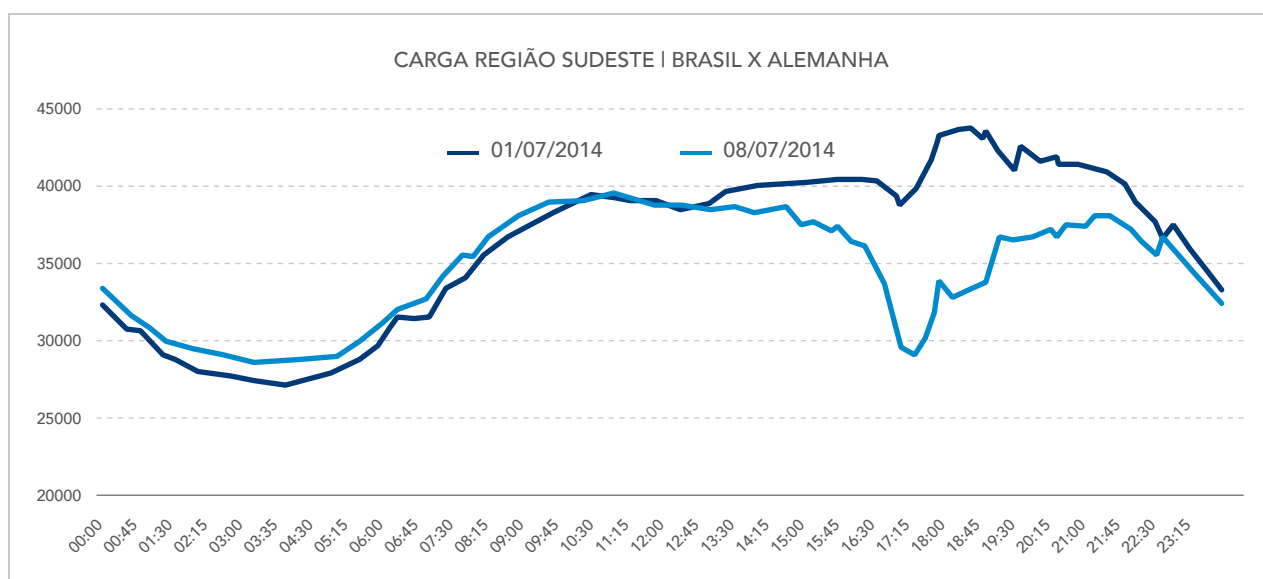
Fig.2 – Curva de Carga da Região Sudeste comparativa entre dias sem e com jogo do Brasil com prorrogação e pênaltis da Copa do Mundo FIFA 2014.



E se o jogo tem um resultado que nem mesmo o mais pessimista dos torcedores do Brasil pode esperar? Reparem na Figura 3 a constatação do desânimo e frustração da torcida no segundo

tempo. A redução de carga foi notadamente menor neste período. Lembramos que no encerramento do primeiro tempo o placar já estava Alemanha 5 X 0 Brasil.

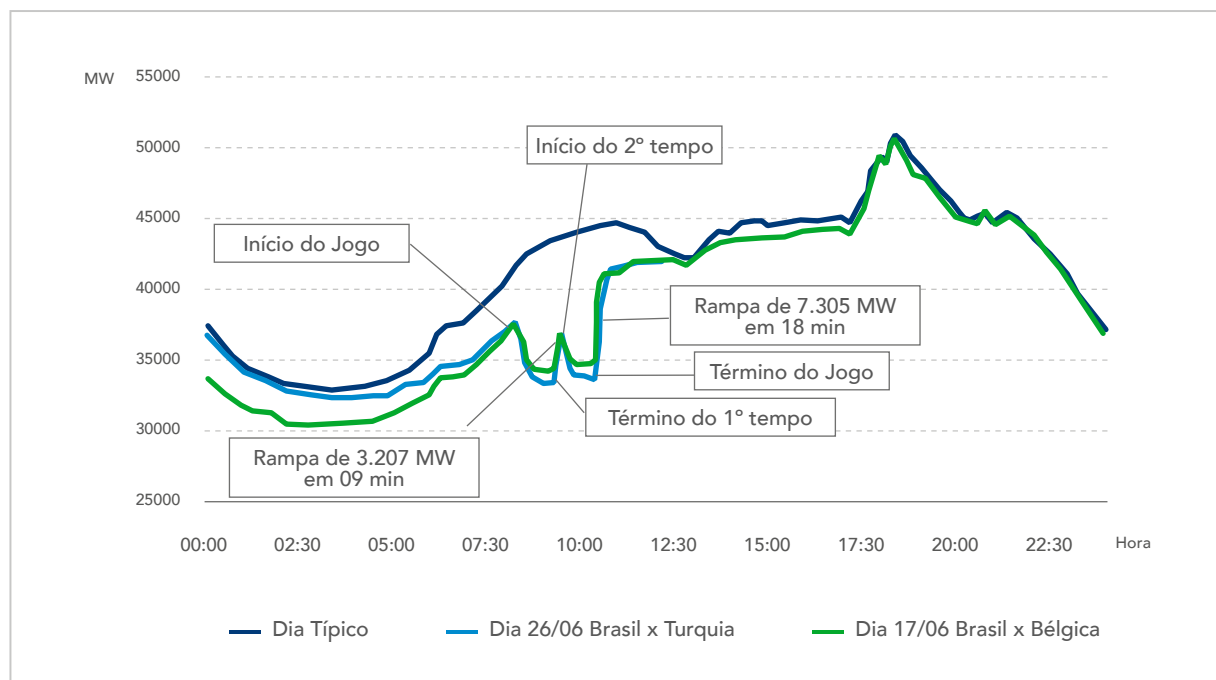
Fig.3 – Curva de Carga da Região Sudeste comparativa entre dia sem jogo e no dia de realização do jogo Alemanha 7 X 1 Brasil da Copa do Mundo FIFA 2014.



E o brasileiro torce sempre! Não interessa o horário dos jogos! Confira o mesmo comportamento, desta vez na curva de carga do SIN, nos jogos da Copa

do Mundo de 2002, realizada no Japão e Coréia, quando os jogos aconteciam de manhã cedo, na Figura 4, a seguir.

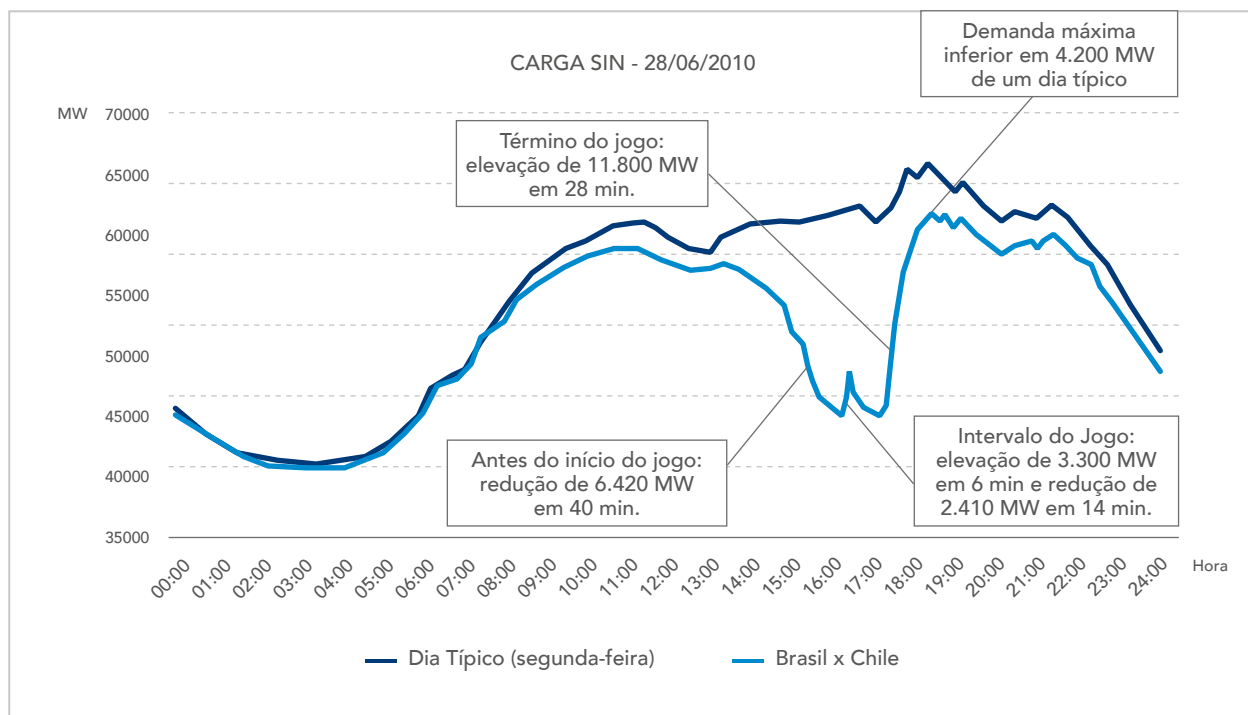
Fig.4 – Curva de Carga do Brasil comparativa entre dia sem jogo e dias com jogo do Brasil, pela manhã, da Copa do Mundo FIFA 2002.



E, para terminar, e dar a verdadeira noção dos valores a que pode chegar o montante de geração a ser movimentada ao final do jogo, percebam na Figura 5 uma das rampas de final de jogo na Copa do Mundo de 2010, equivalente ao acionamento de praticamente toda a Usina de Itaipu em apenas 28 minutos.

Que venha a Copa da Rússia e que o desempenho de nossos jogadores esteja à altura da paixão dessa torcida. Quanto ao sistema elétrico? Que ele continue no anonimato, com o desempenho de sucesso de sempre!

Fig.5 – Curva de Carga do Brasil comparativa entre dia sem jogo e dias com jogo do Brasil, da Copa do Mundo FIFA 2010.



Jayme Darriba Macêdo é Graduado em Engenharia Elétrica pelo IME, RJ em 1984. Pós-Graduado no Curso de Especialização em Sistemas Elétrico - CESE da UNIFEI, MG em 1994 e no Curso de Aspectos Institucionais do Setor Elétrico – CAISE do IAG-PUC, RJ em 2005. Engenheiro e Gerente de Operação de Sistemas Elétricos de FURNAS Centrais Elétricas S.A. de 1985 a 2002. Entrou no ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - em 2002 e, desde 2004 até 2018, foi o Gerente Executivo do Centro Regional de Operação Sudeste, responsável pela Operação do Sistema Elétrico da Região Sudeste do Brasil. Recentemente, assumiu a posição de Assistente da Diretoria de Operação do ONS. Atualmente representa o ONS em sua cadeira no Conselho de Administração do BRACIER, do qual desempenha a função de Presidente. É o Coordenador do CE.C2 – Comitê de Estudos de Operação e Controle de Sistemas Elétricos do CIGRE Brasil.

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



OPINIÃO

As políticas regulatórias da ANP voltadas para a redução das perdas e queimas de gás natural

Por Nonato Costa Junior*

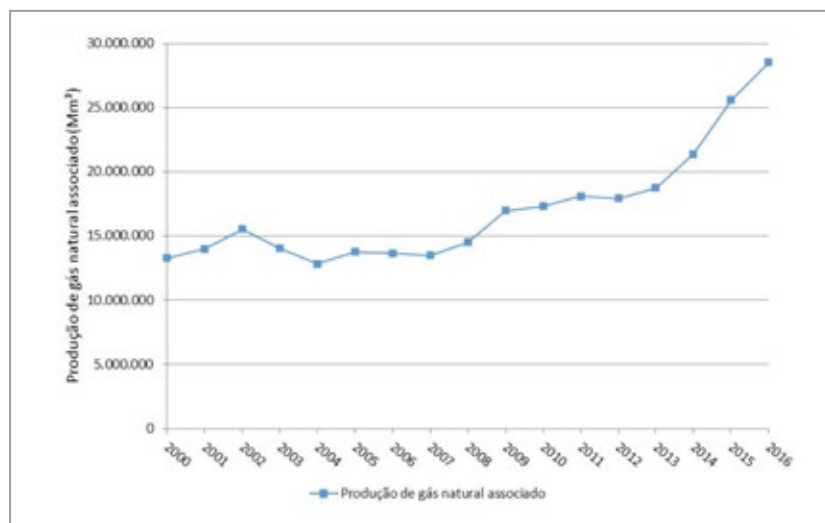
Historicamente, o preço do petróleo sempre se apresentou bem acima do de gás natural. Assim sendo, é esperado que as empresas do ramo petrolífero, cujo principal objetivo é o ganho de capital, deem preferência à produção de óleo, em geral muito mais lucrativa, em detrimento a de gás natural.

Considerando a atribuição da ANP de *“fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente”* (inciso IX do art. 8 da Lei do Petróleo), esse objetivo, geralmente, tende a ir de encontro aos interesses da

União e, dessa forma, a Agência vem trabalhando exaustivamente desde os anos 2000 na tentativa de reduzir as queimas e perdas de gás natural no território nacional, as quais representam não apenas um desperdício desse recurso energético, como também a emissão de CO₂ para a atmosfera.

No período em questão, em função da descoberta de novas acumulações de hidrocarbonetos, principalmente na área do pré-sal, a produção nacional de gás natural associado aumentou 115%, saltando de 13,3 bilhões de m³ em 2000, para 28,5 bilhões de m³ em 2016 (Gráfico 1).

Gráfico 1: Histórico de produção de gás natural associado no Brasil



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP

A queima de gás natural, por sua vez, apresentou uma tendência de aumento a partir do ano 2000 e, em 2009, atingiu patamares recordes, quando foram perdidos quase 3,5 bilhões de m³.

O descontrole nos volumes perdidos em 2009 se deu em função da indisponibilidade de compressores e atrasos na interligação de gasodutos, ocorridos, principalmente, nos campos de Roncador e Marlim Sul, fazendo com que a Bacia de Campos ficasse responsável por 84,5% da queima de gás natural nacional, seguida pela Bacia do Solimões, devido a problemas no sistema de compressão do Polo Arara, responsável por 5,2%.

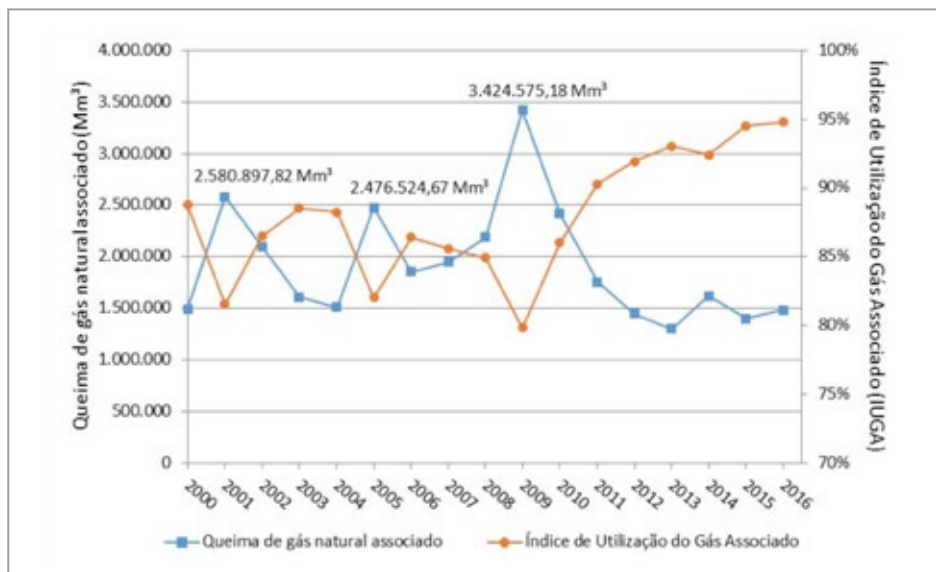
Frente a este cenário de elevados volumes de queima, a ANP começou a atuar junto às empresas petrolíferas, não apenas aplicando o disposto na Portaria ANP nº 249/2000, a qual aprovou o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, como também exigindo maiores investimentos com o objetivo de aumentar o aproveitamento do gás natural produzido. Uma das principais exigências feitas pela Agência foi a

redundância de compressores nos novos projetos de unidades de produção, evitando assim que a quebra de um dos mesmos resultasse em perda de grandes volumes de gás natural até a sua manutenção e/ou troca.

Em adicional, a ANP passou a limitar os volumes de queima a serem realizados durante os Testes de Longa Duração (TLDs), além de autorizar os testes por períodos menores de tempo e não permitir queimas antecipadas em projetos piloto de produção localizados em áreas com infraestrutura de escoamento já implantada.

Além de legislações específicas, alguns instrumentos não previstos nestas também foram criados e aplicados como forma de controlar as queimas de gás natural no Brasil, como é o caso dos Termos de Compromisso. Até o momento três Termos de Compromisso foram assinados: dois com a PETROBRAS e um com a Chevron. Como resultado, em 2016 o país atingiu um Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA = 1 – (Queima de gás / Produção de gás)) de, aproximadamente, 95% (Gráfico 2).

Gráfico 2: Evolução histórica da queima de gás natural e do IUGA

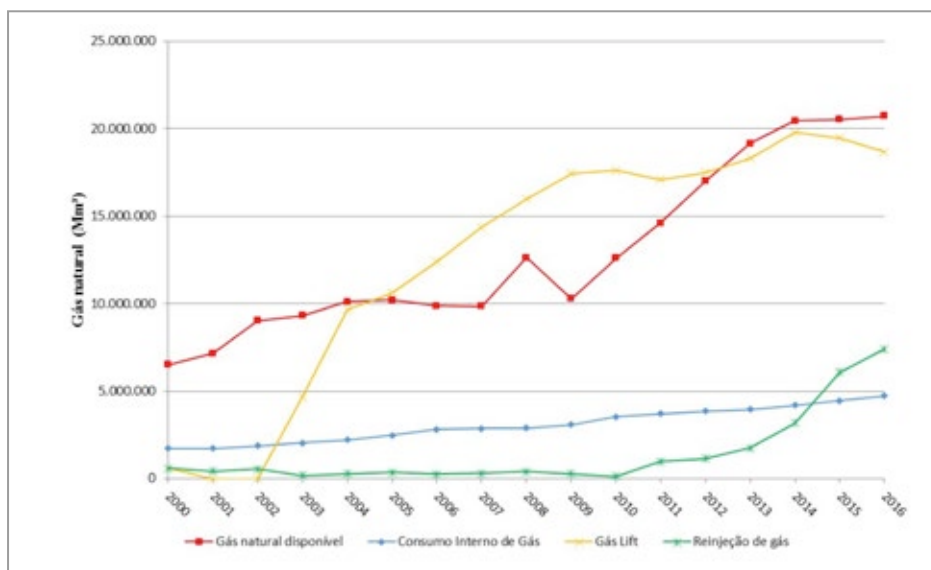


Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP

Todo o trabalho realizado pela ANP no sentido de controlar esse desperdício resultou em uma queda drástica nas queimas e perdas de gás natural nos últimos anos. Entre os anos de 2009 e 2016 a mesma sofreu uma redução de 56%.

Além disso, ao término do ano de 2016, 36,6% da produção de gás natural produzido já estava sendo disponibilizada ao mercado, sendo o restante (60,78%), já descontada a queima (2,62%), empregada nas operações dos próprios campos (reinação, elevação nos poços, geração de vapor etc.) (Gráfico 3).

Gráfico 3: Evolução histórica do aproveitamento do gás natural

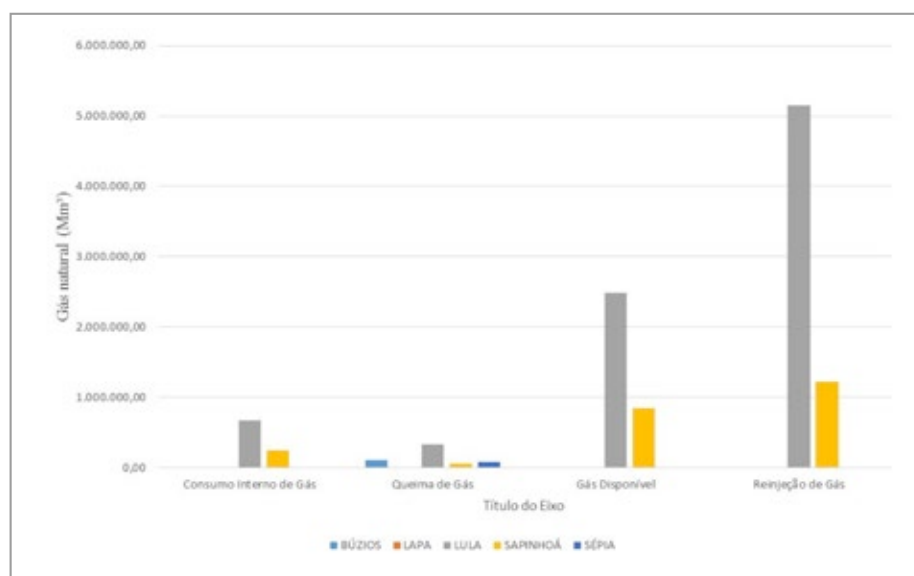


Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP

O início da produção do pré-sal elevou a participação da Bacia de Santos nos volumes totais de queima de gás no país para quase 40%. Durante o ano de 2016 a maior parte do gás natural produ-

zido nos campos do pré-sal da Bacia de Santos, principalmente os advindos dos campos de Lula e Sapinhoá, foram reinjetados (Gráfico 4).

Gráfico 4: Movimentação de gás natural nos campos do pré-sal da Bacia de Santos em 2016

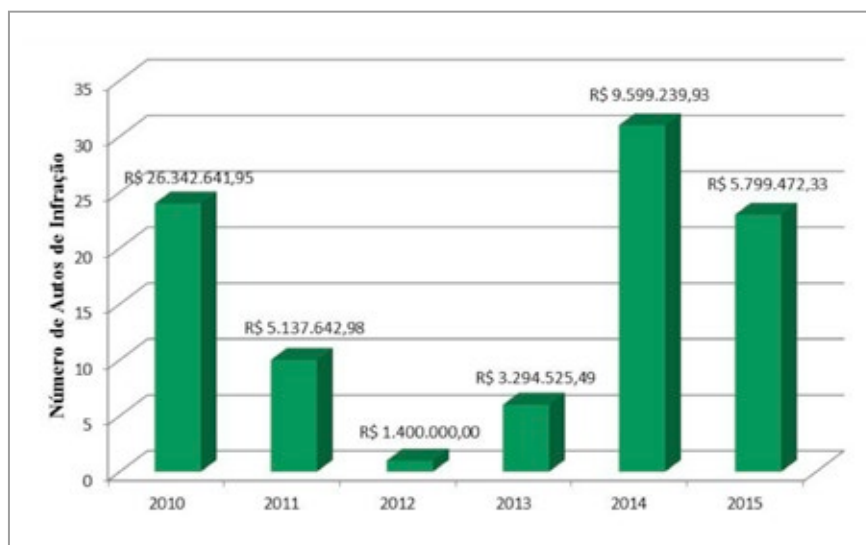


Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP

A reinjeção do gás natural produzido nos campos do pré-sal tem se mostrado a opção mais viável à sua queima, uma vez que o seu escoamento apresenta diversos desafios de cunho técnico e econômico, sobretudo considerando a grande distância entre a costa e as concessões (230 km no caso do Campo de Lula e 290 km no caso do campo de Sapinhoá).

Adicionalmente aos instrumentos preventivos já citados, também foram emitidos pela ANP, com um viés mais educativo, autos de infração em decorrência das queimas de gás natural realizadas de forma excedente e sem a devida autorização e/ou justificativa técnica (Gráfico 5).

Gráfico 5: Relação de autos de infração emitidos em função de queima de gás natural excedente



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP

No período entre 2010 e 2015 foi lavrado um total de 95 autos de infração, resultando em, aproximadamente, R\$ 51,5 milhões em multas. Nessa seara, cabe esclarecer que os autos são contabilizados pela ANP apenas depois de encerrado todo o trâmite legal e quando a multa aplicada é efetivamente paga pela empresa, motivo pelo qual não são verificados autos para 2009, ano em que se registraram os maiores volumes de queima de gás natural (as multas foram pagas somente em 2010).

Assim, apesar da Portaria ANP nº 249/2000 ter sido elaborada nos primórdios da criação da ANP e da sua revisão constar da Agenda Regulatória da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) desde o ano de 2015, os instrumentos regulatórios empregados pela Agência até o momento têm sido eficazes no controle e redução das queimas de gás natural no Brasil e denota a extrema importância do seu trabalho em fazer cumprir, por parte dos concessionários, as boas práticas de conservação dos recursos energéticos nacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/boletim-anual-de-precos>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2017.

_____. Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-pr>

oducão-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 28 de dezembro de 2017.

_____. Consulta de Produção Mensal de Hidrocarbonetos de janeiro de 2000 a dezembro de 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/SITE/extras/consulta_

petroleo_derivados/producao/consultaProdMensalHidrocarbonetos/default.asp>. Acesso em: 05 de setembro de 2017.

_____. Portaria nº 249, de 1 de novembro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/legislacao/desenvolvimento-e-producao>

>. Acesso em: 17 de setembro de 2017.



Nonato Costa Junior é Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Possui pós-graduação MBA em Administração Pública com Ênfase em Óleo e Gás pela Universidade Estácio de Sá, com graduação em Geologia pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Desde março de 2018 atua como Coordenador de Produção em Campos Terrestres na Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) da ANP.

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



OPINIÃO

O papel da regionalização na integração das energias renováveis

Por Tatiana Bruce da Silva*

O elevado desenvolvimento mundial recente das fontes eólica e solar, que são intermitentes e não despacháveis, tem levado também à maior discussão de como integrá-las de forma segura à rede elétrica. A depender da localidade e de suas características sociais, ambientais e econômicas, algumas soluções são vislumbradas, dentre elas: a utilização de fontes despacháveis, como termelétrica ou hidrelétrica, na geração de base quando as fontes eólica e solar não estão disponíveis; o maior emprego de armazenamento de energia, seja em baterias químicas (tecnologia em desenvolvimento, cujo custo se encontra ainda elevado), em hidrelétricas reversíveis ou outras formas de armazenamento¹, de forma que o excesso de geração eólica e solar não seja vertido quando houver sobre

geração; e a ampliação na integração de diferentes regiões com padrões climáticos distintos, de modo que a geração por fontes renováveis intermitentes nessas regiões seja complementar. Afinal, sempre está ensolarado ou ventando em algum lugar. Esse breve artigo, portanto, visa discutir como a regionalização está sendo considerada em diversas localidades como mais uma solução de integração das renováveis à rede elétrica.

Um sistema bem conectado utiliza as vantagens comparativas da geração de eletricidade em regiões com variações climáticas distintas. Em diferentes países, algumas regiões já vêm buscando implementar essa iniciativa. No oeste dos Estados Unidos, o *Energy Imbalance Market* (EIM),

¹ Na Escócia, a sobre geração das fontes eólica e solar está sendo utilizada para armazenar energia cinética. A empresa *Gravitrinity* utiliza um peso de até 3 mil toneladas que é arremessado em um poço, gerando eletricidade. O peso é, então, alçado de volta à superfície quando há excesso de energia eólica na rede. Outro exemplo é o *power to gas*, em que a sobre oferta de eletricidade renovável pode ser utilizada para gerar combustíveis gasosos, como hidrogênio e metano.

um mercado de eletricidade em tempo real administrado pelo Operador do Sistema Elétrico da Califórnia (CAISO), atua hoje em conjunto a outros operadores do sistema de Arizona, Califórnia, Idaho, Nevada, Oregon, Utah, Washington, Wyoming e a província canadense de British Columbia. Esse mercado, contudo, não opera em *day-ahead markets* ou mercados de eletricidade de prazo mais longo, nem há coordenação do planejamento da expansão das matrizes desses estados. O EIM, entretanto, tem sido útil para escoamento da sobre geração das fontes intermitentes entre os participantes. Estima-se que, devido ao EIM, evitou-se o vertimento de 586 GWh de energia renovável entre 2015 e o primeiro quadrimestre de 2018, o que equivaleu à emissão evitada de aproximadamente 251 mil toneladas de CO₂ equivalente. Benefícios monetários brutos do EIM são da ordem de US\$330 milhões até então².

Os estados do oeste americano e as províncias do oeste do Canadá, contudo, estão planejando ir além e efetivamente regionalizar a operação das suas redes elétricas e seus mercados. Com essa integração, a energia renovável gerada na região teria acesso a um número maior de mercados e, conseqüentemente, mais consumidores. Além disso, a região se beneficiaria pela expansão de energia limpa, contribuindo para o alcance de metas climáticas estaduais

ou locais. Entretanto, uma preocupação dos *stakeholders* locais, principalmente os californianos, é que uma maior integração com estados que não tenham uma política climática tão desenvolvida aumente a participação de fontes fósseis, como carvão e gás natural, no consumo energético local. Uma maneira de mitigar esse cenário é associar a integração regional à precificação de carbono, evitando assim que fontes poluentes sejam mais vantajosas que as fontes renováveis³.

Outro exemplo de regionalização em mercados de energia vem da Europa. Desde a década de 1990, o Mercado Interno de Energia da União Europeia (IEM) vem sendo reformado visando sua harmonização e liberalização. Essas medidas são parte da composição da própria União Europeia, onde há um livre trânsito de mercadorias e pessoas, inclusive no setor energético⁴. Hoje em dia, a interconexão entre os países já é significativa (Figura 1) e tende a aumentar ainda mais com o advento da União Energética da União Europeia (Energy Union). Essa iniciativa prevê o desenvolvimento cada vez maior das renováveis e eficiência energética no continente europeu, visando a sustentabilidade e segurança energética.

Neste cenário de estímulo ao desenvolvimento das fontes renováveis, a regionalização pode contribuir

² Para informações e dados adicionais sobre esses e outros benefícios, vide: https://www.westerneim.com/Documents/ISO-EIMBenefitsReportQ1_2018.pdf

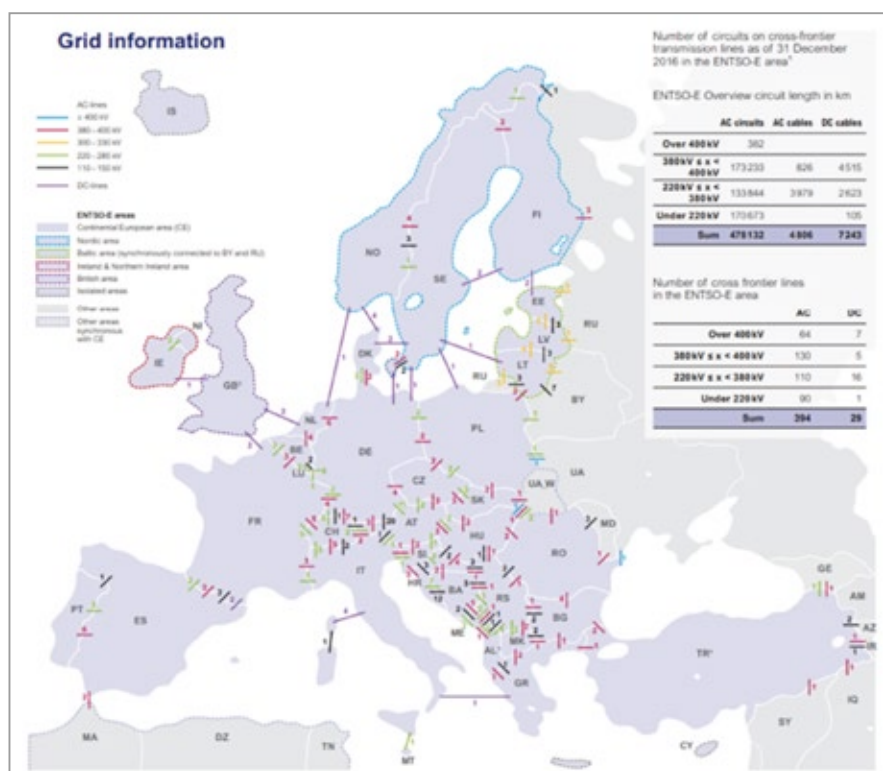
³ Um mercado regional de eletricidade teria que aderir às leis de *cap-and-trade* californianas para energia que entra no estado. A tendência futura, contudo, aponta para uma redução cada vez maior no custo de geração das fontes eólica e solar. Em alguns mercados, essas fontes já estão mais competitivas que fontes tradicionais fósseis, como carvão e gás natural, e também nuclear. Para maiores detalhes, vide: Delgado, Weiss e Bruce da Silva, "A Geopolítica das Energias Renováveis: Considerações Iniciais", *Caderno Opinião FGV Energia*, fevereiro de 2018.

⁴ Em relação ao Brexit, que é a saída do Reino Unido da União Europeia, ainda não se sabe ao certo se o país continuará fazendo parte do Mercado Interno de Energia europeu. A possibilidade de uma participação aos moldes da Noruega está sendo estudada, mas ainda não é certo como e se ela acontecerá.

não apenas para a integração dessas fontes, mas também para potencialização do mercado interno europeu. O objetivo é garantir um mercado funcio-

nal, com acesso justo e um alto nível de proteção ao consumidor, bem como níveis adequados de interconexão e capacidade de geração⁵.

Figura 1: Interconexões entre países da Rede Europeia dos Operadores de Sistemas de Transmissão de Eletricidade (ENTSO-E) em 2016.



Fonte: ENTSO-E⁶.

O fluxo de energia através das linhas de interconexão indicadas no mapa acima foi significativo em 2016⁷, mas pode ser ainda mais desenvolvido. Em estudo realizado por pesquisadores suíços e britânicos⁸, foi constatado que variações e padrões climáticos fazem com que a produção eólica no Mar do Norte seja complementar àquela do sudeste europeu (a região dos Balcãs⁹),

oeste do Mediterrâneo (próximo à Espanha) e norte da Escandinávia. Dessa forma, a geração eólica dessas regiões poderia ser complementar se houvesse integração física entre elas. Entretanto, as duas melhores regiões para instalação de aerogeradores (Balcãs e Escandinávia) não possuem capacidade instalada significativa hoje em dia, nem em planejamento.

⁶ Apenas linhas operadas por países membros são consideradas. A Turquia é um membro observador desde janeiro de 2016.

⁷ A soma de todas as importações de eletricidade na região foi de, aproximadamente, 446 TWh, e a soma das exportações foi de 438 TWh. Fonte: Statistical Factsheet 2016, ENTSO-E, 2017.

⁸ <https://www.nature.com/articles/nclimate3338>

⁹ A geração eólica nos Balcãs é, basicamente, uma imagem em espelho daquela no Mar do Norte: quando uma região não tem muita incidência de ventos, a outra está bem ativa, e vice-versa.

Uma eventual interconexão entre a Europa e a Ásia também é uma possibilidade em estudo. A China lançou em 2016 a ideia de transmitir eletricidade até a Alemanha através de uma linha de transmissão de corrente contínua de ultra alta tensão (UHVDC). Este objetivo faz parte de uma iniciativa mais abrangente chamada *Belt and Road Initiative*, que tem como objetivo aumentar a cooperação econômica e conectar os países que formavam a antiga Rota

da Seda. No setor energético, a proposta é conectar regiões com alto potencial em energia renovável (hidro, solar e eólica) na Ásia com os consumidores europeus. Três rotas são propostas (Figura 2), mas várias questões, tanto geográficas como geopolíticas, tornam uma rota mais ou menos adequada. Além disso, a infraestrutura em alguns desses países teria que ser reformada, ou até mesmo implementada, para que o projeto acontecesse.

Figura 2: Cenários para construção de uma linha UHVDC entre a China e a Europa.



Fonte: Ardelean e Minnebo, 2017¹⁰.

Quanto ao Brasil, muito já foi discutido acerca de uma integração regional com outros países da região¹¹. Neste momento, algumas interconexões com países do cone sul já existem e vários projetos estão sendo discutidos ou em andamento (Figura 3). Apesar dos desafios que uma maior integração com outros países da região

traria, o Brasil poderia se beneficiar sobremaneira. A interconexão que existe no país atualmente, pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), já beneficia a integração das fontes renováveis nacionais. Ampliar essa integração com outros países da região poderia fomentar ainda mais a evolução dessas fontes no Brasil.

¹⁰ https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/publications/jrc110333_intercon_report_v03.pdf

¹¹ Vide "Caderno de Contextualização – Fórum de Energia 2017", Cadernos FGV Energia, dezembro de 2017.

Figura 3: Integração energética na América Latina - evolução e planejado.



Fonte: Barros, 2017¹².

Em suma, a regionalização potencializa o desenvolvimento das renováveis e ajuda a integrá-las à rede elétrica. Cabe mencionar, contudo, que estimular a regionalização não significa um menor incentivo à geração distribuída local. Ambas estratégias se complementam posto que a exportação da sobre geração da geração distribuída contribui para o seu desenvolvimento. Alguns desafios são decorrentes deste processo de integração, como questões de segurança da rede derivadas da maior interconexão,

que tornam o sistema mais vulnerável a perturbações. Apesar disso, e com o advento de tecnologias que previnam essas situações, a integração deve ser buscada. Ademais, a inserção de energias alternativas na geopolítica energética mundial pode contribuir para diminuição da incidência de conflitos, levando a um mundo mais equilibrado¹³. Todos os fatores considerados, o desenvolvimento das renováveis e a transição energética global só têm a ganhar.

¹² Barros, João Guedes de Campos. "Expansão em Investimentos Internacionais: Integração Elétrica na América do Sul - motivação, status e considerações sobre desafios e seu enfrentamento." Palestra apresentada no VII Seminário Sobre Matriz e Segurança Energética Brasileira e 13º Brazil Energy and Power. Outubro de 2017.

¹³ Para maiores detalhes, vide: Delgado, Weiss e Bruce da Silva, "A Geopolítica das Energias Renováveis: Considerações Iniciais", Caderno Opinião FGV Energia, fevereiro de 2018.



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



EDITORIAL*

Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil

O lançamento do caderno de **Métricas Industriais para o Desenvolvimento do Setor de Óleo e Gás no Brasil** pela **FGV Energia** em parceria com a **FGV Projetos**, ocorrido no último dia 24 de abril (2018), trouxe à tona a discussão de como conceituar tecnicamente os fundamentos de política industrial e indicar diretrizes para seu melhor planejamento e execução¹.

O evento contou com a participação de agentes públicos e privados do setor, além de estudantes e membros da imprensa. Houve a composição de uma mesa de discussão de especialistas liderada por Magda Chambriard com a presença de Alfredo Renault (Superintendente da ANP), André Pompeo (Gerente na Área de Energia, Departamento de Petróleo e Gás, BNDES), Carlos Durans (Analista de Comércio Exterior, MDIC), David Zylbersztajn

(Sócio da DZ Negócios com Energia), João Vicente (Secretário de Petróleo e Gás do MME), Joelson Mendes (Gerente Executivo da Petrobras) e Telmo Ghiorzi (Presidente da ABESPETRO).

A definição de políticas públicas que promovam o desenvolvimento industrial necessita caminhar em conjunto com o bem-estar social. Esse consenso é compartilhado por vários *stakeholders* e membros do governo. Das entrevistas realizadas para a elaboração do caderno e das percepções obtidas no dia do lançamento, foi possível inferir que a falta de coordenação e definição de objetivos claros perdurou durante grande parte da trajetória industrial do país, e ainda ocorre hoje em dia, talvez pela falta de objetivos claros de monitoramento e de coordenação. Além disso, não raro se confunde política industrial com instrumentos de política.

¹ Os autores da edição foram: Eduardo Santiago Rossetti, Felipe Gonçalves, Fernanda Delgado, João Augusto Pereira Batista, Júlia Febraro França Gomes da Silva, Magda Maria de Regina Chambriard, Maria Alice de Gusmão Veloso, Mauricio Canêdo Pinheiro e Pedro Henrique Gonçalves Neves.

Para Alfredo Renault, superintendente de P&D² da ANP, o histórico dos mecanismos de política industrial aplicados ao país foi voltado para o protecionismo e para pouca competitividade. Segundo ele, mesmo que, para países em estágios iniciais de desenvolvimento, esse tipo de prática possa ser considerada aplicável, hoje o país vive uma outra fase. Para efeito de comparação, enquanto o país é a 8ª economia mundial, ele fica com apenas a 25ª corrente comercial do mundo. “Temos que começar a acreditar que somos responsáveis por parte significativa dos nossos fracassos”, destaca Renault.

Já para Andre Pompeo (Gerente, BNDES), nenhum país prescinde de políticas industriais para o seu progresso. No entanto, eles o fazem pontualmente, com definições claras de começo, meio e fim dos processos, e utilizam de instrumentos governamentais por meio de um “*mix*” de incentivos e punições e não somente de ações punitivas.

Olhando especificamente para o setor de óleo e gás, fica cada vez mais claro que, para gerar atratividade internacional para projetos e negócios lucrativos, a base fundamental precisa ser a competitividade do setor fornecedor interno. Dessa forma, o sucesso de um programa de política industrial precisaria passar pelo comprometimento dos envolvidos com a busca de melhorias contínuas, como a busca por competitividade, integração entre a indústria e os centros de pesquisa e aumento da capacidade de inovação no país.

Como quem não mede não gerencia, a medição da efetividade das iniciativas de política industrial,

passíveis de aplicação no país, precisaria vir acompanhada de métricas e indicadores de desempenho que comprovassem o caminho rumo aos objetivos pré-estabelecidos. Para isso, o trabalho propôs alguns, como o impacto do setor de óleo e gás no PIB nacional, a observação do impacto do PD&I nas atividades industriais. E também apontou a necessidade de criação de um ambiente de negócios propício à integração entre os setores e da viabilização de forte coordenação entre os órgãos públicos responsáveis.

Entre essas iniciativas, cabe um destaque a parte para a proposição de indicadores socioeconômicos do impacto do setor no âmbito nacional. A adoção de tais indicadores permite a construção de séries históricas, por meio dos quais é possível se verificar a contribuição econômica das várias iniciativas de política industrial do setor, implementadas ao longo do tempo. Vale lembrar que a metodologia utilizada nos cálculos teve como base o Sistema de Contas Nacionais (IBGE), e que se restringiu apenas ao cálculo para as atividades extrativas de óleo e gás, refino e comércio atacadista e varejista de combustíveis, lubrificantes e GLP e venda de combustíveis; não contemplando, portanto, a participação de setores como petroquímica, fertilizantes e serviços de transportes (ferroviário, hidroviário etc.).

A medição ofertada por esses indicadores chama atenção quando torna possível perceber quão diversificada é a economia brasileira. Isso porque, mesmo sendo o setor petróleo essencial para a economia de diversos Estados brasileiros (como o é para o estado do Rio de Janeiro, dentre outros), ainda assim o impacto direto e

² P&D refere-se ao termo pesquisa e desenvolvimento.

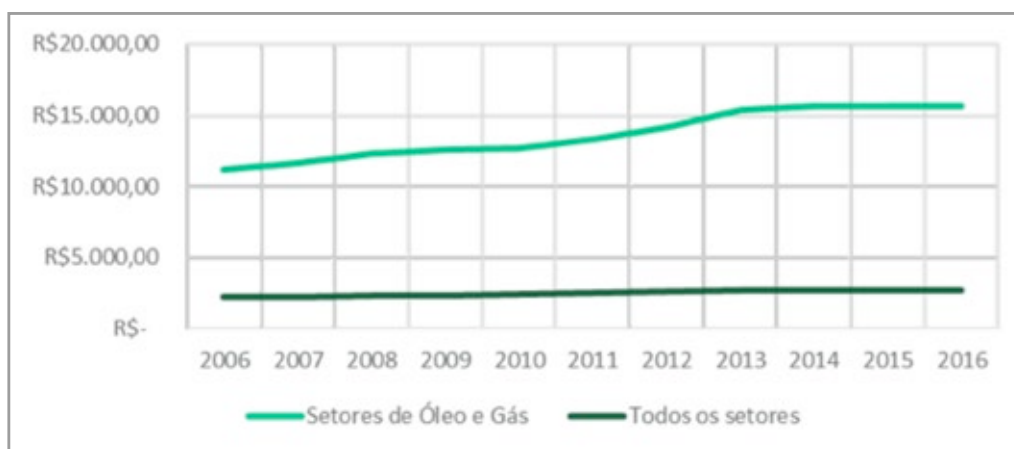
indireto do valor adicionado pelas atividades mencionadas, no PIB nacional, não ultrapassa 3,7% do total, para o período analisado³.

Outra questão relevante é o impacto do número de empregos e seu valor adicionado ao setor. Em 2013, as atividades de extração de óleo e gás e refino empregavam diretamente quase 92 mil funcionários, número que sobe para quase 900 mil quando também se contabilizam os empregos indiretos do setor (no qual entram os prestadores de serviços). Paralelamente a isso, quando se olha para a atividade de comércio atacadista e varejista, ou seja, a revenda de derivados, os empregos diretos se apro-

ximam de 500 mil, mais de 5 vezes o total de empregos diretos gerados pelas atividades de extração de petróleo e gás e refino.

Há de se observar, também, que a renda média proveniente de empregos formais, dos setores de extração e refino, é notadamente maior que a decorrente de atividades que requerem menor nível de especialização. Para efeito de esclarecimento, a diferença chega ao ponto de haver uma renda média variante entre 10 e 16 mil reais para as atividades do setor de óleo e gás, e outra de no máximo 3 mil reais para o apanhado de todos os setores, como observado no Gráfico 1 a seguir:

Gráfico 1: Renda Média observada nos empregos formais dos setores de extração de óleo e gás e de refino de petróleo e coquearias e em toda a economia.



Fonte: RAIS-MTE

Esse estudo também destacou a necessidade de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor petróleo, e os esforços permanentes da Petrobras para que ela fosse capaz de se lançar num horizonte não antes imaginado. Entre esses esforços, destacam-se as inovações mais

recentes que viabilizaram a exploração de campos em águas ultra profundas como o pré-sal.

No entanto, o que se observa na estatal não é uma máxima para o resto do setor. Segundo Alfredo Renault, da ANP, ainda há questões a tratar no que

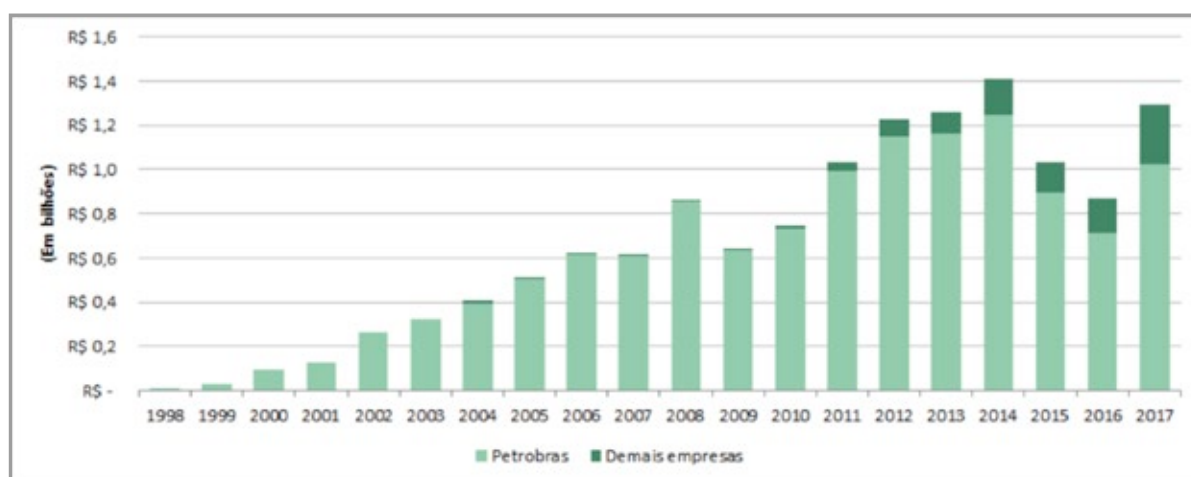
³ Os dados foram analisados entre os anos de 2000 e 2015.

se refere à atuação restritiva à inserção de novas tecnologias por parte dos órgãos de controle (o que pode ser visto como mais um reflexo da falta de coordenação do Estado); como uma grande dificuldade em promover sinergia entre os setores públicos e privados e como uma fragilidade na relação empresa-Estado-academia. Ainda segundo Renault, essa fragilidade se deve, em grande parte, à priorização, pelo programa de PD&I da ANP, dos centros de pesquisas e universidades, em detrimento das empresas. Para ele falta, portanto, uma visão integrada do processo inovativo, para promo-

ver a sinergia entre essas instituições, que têm sido um elemento chave para o desenvolvimento de novas tecnologias em países avançados.

Além dessa disparidade, grande parte dos investimentos nessa área são realizados por apenas uma instituição. No Gráfico 2, pode-se observar o valor total acumulado para investimentos em PD&I no período de 1998 até o 4º trimestre de 2017, de R\$ 13,3 bilhões. Desse montante, a Petrobras foi responsável por cerca de R\$ 12,3 bilhões e as demais empresas petrolíferas por apenas R\$ 988 milhões.

Gráfico 2: Gastos com projetos a partir de recursos de PD&I



Fonte: ANP, 2017

Como visto, o esforço para identificação de indicadores, embora complexa, permite muitos esclarecimentos. Não só da efetividade do que se fez durante todos esses anos no país, como também para auxiliar no monitoramento do rumo a ser seguido. Para Telmo Ghiorzi, presidente da ABES-PETRO, a importância e relevância do caderno é deixar claro o papel de protagonista que o Brasil precisa ter, ao tomar suas decisões. Para ele, é muito importante que se discuta esse tema no país.

No entanto, é também muito importante destacar que o trabalho apresentado, embora esclarecedor, demanda aprofundamentos. No caso dos indicadores socioeconômicos apresentados, por exemplo, o desmembramento da cadeia produtiva completa auxiliaria o entendimento do impacto total do setor no PIB do país. E sua replicação, em outros setores e em outros períodos de análise, também seriam de valor inestimável.

Por fim, entende-se necessário um esforço conjunto de Estado, indústria e academia para o estabelecimento de prioridades, com foco e coragem. Isso porque é inegável o futuro promissor e a relevância do setor petróleo para o Brasil. No entanto, já é hora de se buscar aprender com os erros e acertos de uma indústria que já tem mais de meio século no país, e buscar que ela prospere de forma eficaz,

gerando o melhor impacto possível ao desenvolvimento do Brasil. Já é hora de se ter políticas industriais com objetivos claros, métricas disponíveis e monitoramento visível para a sociedade. Já é hora de nos conscientizarmos de que a resultante de esforços descoordenados e em todas as direções tem tudo para ser zero, e de que não é esse o resultado que desejamos.

* 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.

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

Petróleo

Por Júlia Febraro / Pedro Neves

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DA BALANÇA PETRÓLEO

O mês de março de 2018 apresentou produção diária de 2,55 MMbbl/d, inferior aos 2,61MMbbl/d produzidos em fevereiro. Esta queda já era esperada em virtude de paradas programadas para manutenções de equipamentos nas plataformas nos campos de Peregrino e Lula, localizados nas bacias de Campos e Santos, respectivamente (Petronotícias, 2018)¹. No entanto, como fevereiro possui menos dias, no total a produção de março terminou 8% acima do mês anterior. Na comparação anual, registrou-se ligeiro crescimento de 0,3% em março (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em março, 95,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,4% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.584 poços, sendo 710 marítimos e 6.874 terres-

tres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,9% do total de óleo e gás natural.





Com o objetivo de fomentar a produção em campos maduros, a ANP aprovou, em 25 de abril, a minuta de resolução que regulamentará o procedimento de incentivo para redução da alíquota de royalties sobre produção incremental² em campos maduros. A proposta poderá alavancar investimentos no curto prazo.

Com relação ao pré-sal, sua produção em fevereiro foi oriunda de 83 poços e chegou a 1,39 MMbbl/d de óleo e 55 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,745 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 54% do total produzido no país, batendo mais um recorde consecutivo dessa exploração. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 97.

¹ https://petronoticias.com.br/archives/111197?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronoticias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

² Aquela produção que ultrapassar a prevista na curva de referência do campo.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
Produção	79.276.287	8,17%	0,29%		73.285.668	79.048.971
Consumo Interno	48.375.350	13,10%	-7,69%		42.773.094	52.403.636
Importação	6.704.167	17,73%	390,96%		5.694.628	1.365.533
Exportação	29.012.632	14,00%	3,54%		25.450.680	28.020.422

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre as rodadas de licitação, a expectativa do mercado para as próximas Rodadas de Partilha da Produção está alta. O MME divulgou em maio que a 4ª Rodada de Partilha, prevista para o próximo dia 07 de junho registrou número recorde de empresas inscritas para rodadas dessa modalidade. Foram 16 grupos econômicos ao todo que manifestaram interesse e foram aprovados, dentre eles as maiores empresas do setor do mundo, assim como duas (DEA Deutsche Erdoel AG e Petronas Carigali SDN BHD) que ainda não têm contratos para exploração e produção de petróleo no Brasil (ANP, 2018)³. Para 5ª Rodada, autorizada pela Resolução CNPE nº 04/2018 publicada em maio, e marcada para 28 de setembro, a expectativa do governo é arrecadar R\$ 6,8 bilhões. Serão ofertados blocos do Pré-Sal localizados nas bacias de Campos e Santos (MME, 2018)⁴.

Somado aos R\$ 8 bilhões arrecadados na 15ª Rodada de Licitações realizada em março de 2018 e aos R\$ 3,2 bilhões que estão previstos para a 4ª Rodada de Partilha, a expectativa é uma arrecada-

ção jamais atingida de até R\$ 18 bilhões com os leilões em 2018 (MME, 2018)⁵.

Enquanto isso, o MME corre contra o tempo para aprovar a Medida Provisória 811, que libera a PPSA para comercializar a parcela da União no petróleo e gás produzido. A MP perde sua validade no próximo dia 31 de maio e, caso não seja aprovada a produção brasileira do pré-sal em áreas de partilha poderá ser paralisada (E&P Brasil, 2018)⁶. O atraso na aprovação da MP também pode impactar o leilão da venda do petróleo da União marcado pela PPSA para 30 de maio.

Com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 94% da produção. A participação da Statoil caiu de 2,7% para 1,5% em março, assim como a Shell, cuja produção reduziu ligeiramente para 1,5%. Após ganhar força em fevereiro, a produção da Total se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de março.

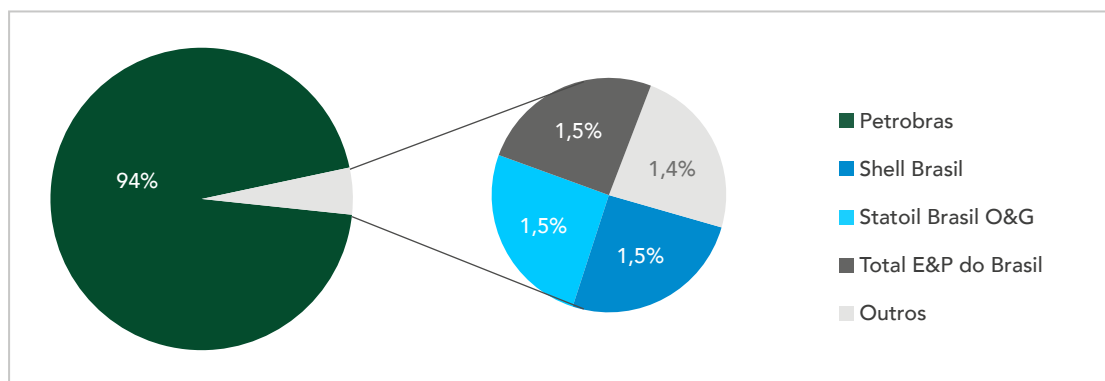
³ <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4472-4-rodada-tem-recorde-de-empresas-inscritas>

⁴ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/5-rodada-de-licitacoes-sob-o-regime-de-partilha-preve-arrecadacao-de-r-7-bilhoes

⁵ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/5-rodada-de-licitacoes-sob-o-regime-de-partilha-preve-arrecadacao-de-r-7-bilhoes

⁶ <http://epbr.com.br/producao-no-pre-sal-pode-parar-se-mp-caducar/>

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



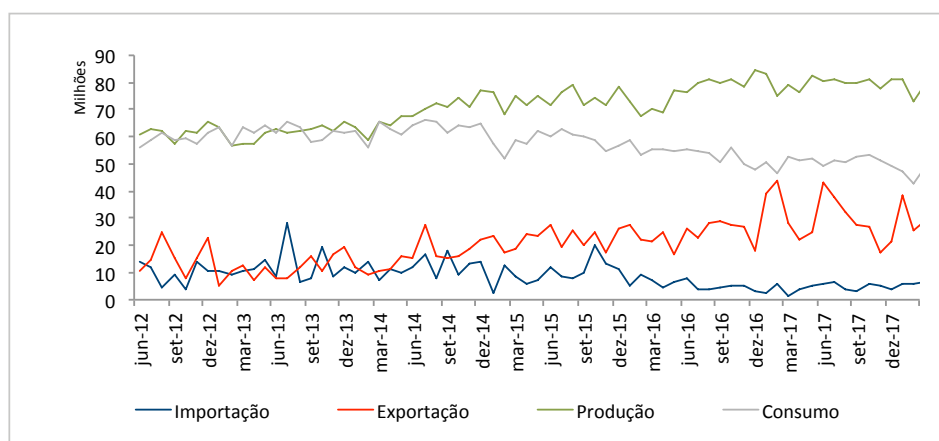
Fonte: ANP, 2018

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

Bacia de Sergipe-Alagoas. Shell e Statoil também adquiriram a operação de áreas do pré-sal nas rodadas de Partilha do ano passado (Valor, 2018).

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram crescimento de quase 18% em março, ficando bem próximo do valor máximo dos últimos 12 meses alcançado em julho (2017). Também houve crescimento expressivo das exportações, registrando aumento de 14% comparado ao mês anterior. Na comparação anual, também se verificou crescimento tanto na taxa de importações (390%) quanto na de exportações (3,54%).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



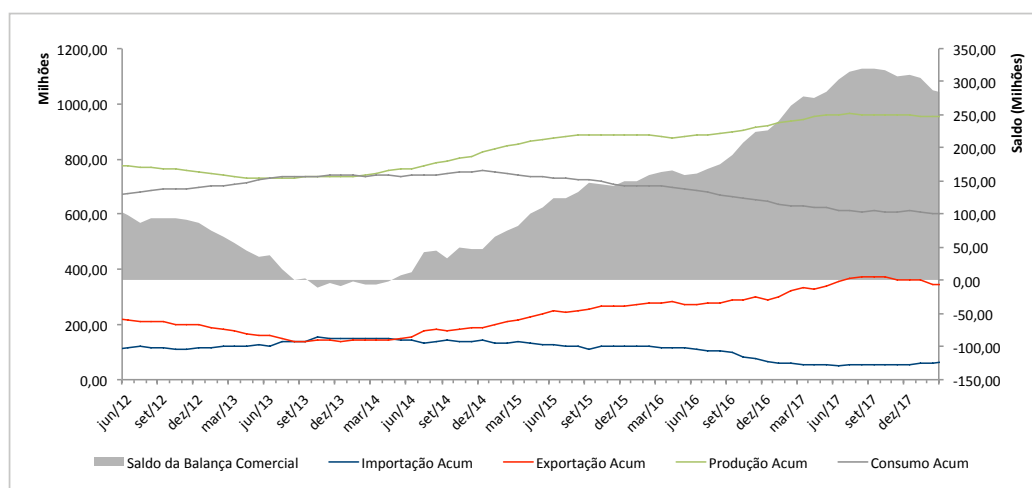
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo aumentou ligeiramente em março, revertendo a tendência de queda dos últimos dois meses. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e

Importações, foi verificada queda no acumulado de 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em fevereiro (Figura 2.4).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou ligeiro crescimento no mês de fevereiro atingindo o valor de US\$ 66,02/bbl. O WTI também segue tendência altista e chegou ao valor de US\$ 62,73 em março.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de março de 2018, nesta edição adiantamos que os valores de referência internacional subiram para a máxima em três anos e meio no dia seguinte ao anúncio do presidente dos Estados Unidos, Donald Trump, de retirar o país do acordo nuclear do Irã

(Veja, 2018)⁸. A decisão, que deve prejudicar a produção de petróleo do Irã, trouxe incertezas ao mercado e levou o Brent à máxima de US\$ 77,43, assim como o WTI, que atingiu a maior marca em 3 anos, chegando a US\$ 71,14 (TN Petróleo, 2018)⁹.

As sanções podem ser consideradas benéficas aos EUA. O país exportará ainda mais óleo cru com os preços altos, embora os americanos não sejam capazes de suprir toda a oferta que atendida pelos iranianos. O aumento nas exportações pode aproximar os valores de referência americana WTI do benchmark globalmente usado, o Brent (World Oil, 2018)¹⁰.

⁸ <https://veja.abril.com.br/economia/petroleo-avanca-apos-trump-restabelecer-sancoes-contra-o-ira/>

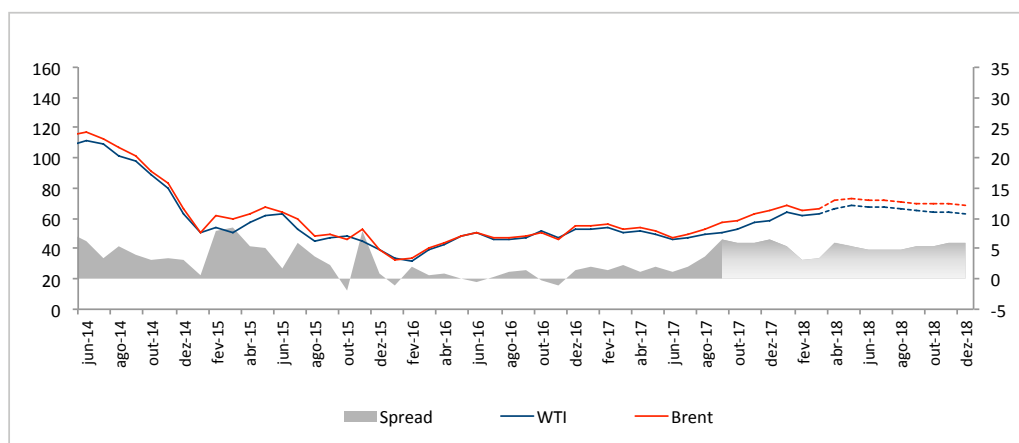
⁹ <http://tnpetroleo.com.br/noticia/brent-passa-dos-us-77-por-barril-e-os-precos-do-petroleo-saltam-3-e-atingem-maxima-de-mais-de-3-anos/>

¹⁰ <http://www.worldoil.com/news/2018/5/9/iran-sanctions-may-be-a-blessing-for-us-crude-exports>

Por outro lado, a Venezuela não conseguirá se beneficiar da alta do preço do petróleo. O país, cuja principal fonte de arrecadação é a produção e exportação de petróleo, possui atualmente um dos maiores déficits públicos (como percentual do PIB)

do mundo. Com a produção e exportação caindo drasticamente, o país não conseguirá se beneficiar da recente alta da commodity nos mercados internacionais (Valor, 2018)¹¹.

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




















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

Voltando à produção brasileira, em março, ao contrário do mês anterior, a maioria dos estados apresentou crescimento na produção. São Paulo se destacou positivamente, com crescimento de quase 16% na produção *offshore*. Em contrapartida, o estado do Maranhão, após atingir a produ-

ção mínima dos últimos doze meses em fevereiro, terminou março sem produzir. O estado do Alagoas também se destacou negativamente, tanto na produção *onshore* quanto na *offshore*, registrando o menor volume de produção dos últimos doze meses em ambas as áreas.

¹¹ <http://www.valor.com.br/internacional/5537005/recente-alta-do-petroleo-nao-traz-alivio-economia-da-venezuela>

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
AL	Onshore	78.015	-4,05%	-20,29%		81.306	97.874
	Offshore	2.103	-24,81%	-62,11%		2.797	5.551
AM	Onshore	639.009	5,09%	2,38%		608.060	624.129
BA	Onshore	905.618	6,99%	-9,85%		846.483	1.004.564
	Offshore	16.472	7,36%	-2,08%		15.342	16.822
CE	Onshore	32.285	11,33%	-14,08%		29.000	37.574
	Offshore	127.372	15,68%	-1,52%		110.103	129.344
ES	Onshore	319.400	6,06%	-0,12%		301.159	319.792
	Offshore	10.354.333	11,01%	-12,85%		9.327.762	11.881.674
MA	Onshore	0	-100,00%	-100,00%		38	38
RJ	Offshore	54.775.419	8,34%	4,84%		50.556.828	52.247.124
RN	Onshore	1.108.468	8,61%	-19,34%		1.020.565	1.374.228
	Offshore	177.416	15,88%	-3,55%		153.108	183.939
SP	Offshore	10.135.159	5,17%	-2,28%		9.636.480	10.371.369
SE	Onshore	448.171	1,12%	-22,77%		443.225	580.281
	Offshore	157.047	2,37%	-10,09%		153.412	174.666
Total		79.276.287	8,17%	0,29%		73.285.668	79.048.971

* Tendências nos últimos 12 meses




















Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em março, a maioria dos derivados de petróleo registrou crescimento de suas produções, com exceção do QAV, cuja produção reduziu 2,56%

este mês (Tabela 2.3). O destaque positivo foi a produção de diesel, que terminou o mês de março quase 20% acima do volume produzido em fevereiro.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
Gasolina	Produção	12.074.938	2,02%	-18,73%		11.836.169	14.857.073
	Consumo	22.806.425	15,76%	-8,18%		19.701.732	24.837.931
	Importação	2.427.105	-14,14%	-24,51%		2.826.745	3.215.033
	Exportação	210.580	-81,25%	-10,12%		1.123.351	234.300
Diesel	Produção	20.730.185	18,63%	-6,19%		17.474.733	22.098.883
	Consumo	30.356.302	17,12%	-0,53%		25.918.741	30.517.921
	Importação	6.695.410	9,87%	27,63%		6.094.124	5.245.809
	Exportação	2.688.099	-	602,40%		0	382.700
GLP	Produção	3.904.054	7,15%	6,76%		3.643.592	3.656.684
	Consumo	6.891.398	10,35%	-7,32%		6.245.232	7.436.077
	Importação	2.342.446	-28,98%	130,11%		3.298.177	1.017.987
QAV	Produção	3.230.962	-2,56%	1,54%		3.315.793	3.182.034
	Consumo	3.634.153	8,09%	2,95%		3.362.180	3.529.938
	Importação	152.985	-48,60%	-68,83%		297.646	490.876
	Exportação	37.739	1,22%	-		37.284	28.162
Óleo Combustível	Produção	5.504.543	3,25%	-8,78%		5.331.384	6.034.091
	Consumo	1.387.882	15,45%	-24,77%		1.202.119	1.844.956
	Importação	270.019	9,08%	-		247.539	49.446
	Exportação	2.959.496	64,03%	18,67%		1.804.255	2.493.832

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em março de 2018, revertendo a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente inferiores aos de referência internacional. No caso do diesel e GLP seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais,

apesar da inflexão observada no mês anterior para o diesel. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

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



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

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

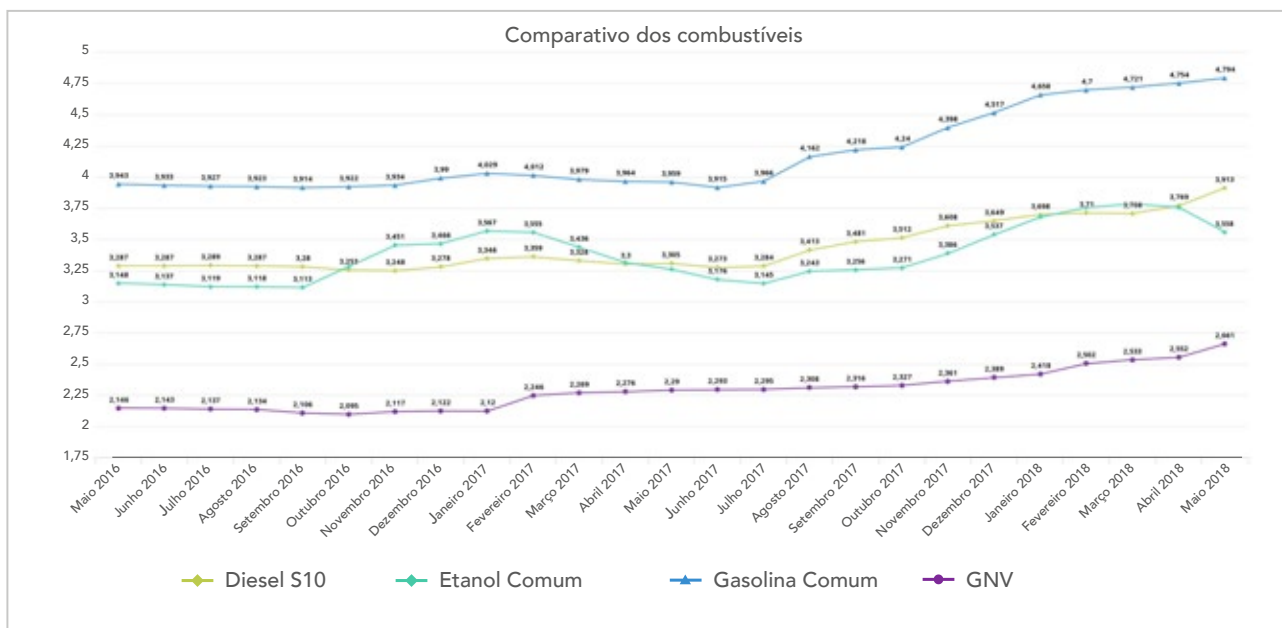
C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

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

da gasolina e do diesel estão alinhados conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV praticados por postos de gasolina no Brasil. Os dados são da plataforma FuelLog.¹²

¹² A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: www.fuellog.com.br

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



Fonte: FuelLog, 2018

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

Downstream; sabe-se que existem problemas atrelados a política muito relevantes.

Como resultado da insatisfação com a política de preços, vários protestos e manifestações no mês de maio levaram a uma crise de abastecimento de vários bens no mercado brasileiro. No momento de escrita deste texto, uma resolução estava em andamento.



Gás Natural

Por Larissa Resende

A) DADOS GERAIS¹³




A produção nacional de gás natural no mês de fevereiro sofreu queda de 2,3% se comparado ao mês de janeiro, fechando com uma produção de 109,8 MMm³/dia, 3,0% acima da produção do mesmo período de 2017.

Pelo segundo mês consecutivo, a oferta de gás nacional sofreu queda, dessa vez de 8,7%, onde foi colocado no mercado um volume de 55,5 MMm³/dia de gás. Em relação ao mesmo período de 2017, a oferta atual ficou 2,9% abaixo.

O consumo de gás natural apresentou declínio de 2,0% em relação a janeiro, sendo consumido um total de 75,8 MMm³/dia, que se encontra em 6,0% acima do registrado no mesmo período do ano anterior.

Como consequência da queda na oferta de gás nacional relativamente maior se comparada a queda na demanda por gás, a importação do energético apresentou aumento de 14,7%, passando de um volume importado de 21,7 MMm³/dia em janeiro para 24,9 MMm³/dia em fevereiro – 30,0% superior à importação de fevereiro de 2017. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Produção Nacional	109,8	-2,3%	3,0%		112,4	106,6
Oferta de gás nacional	55,5	-8,7%	-2,9%		60,8	57,1
Importação	24,9	14,7%	30,0%		21,7	19,2
Consumo	75,8	-2,0%	6,0%		77,4	71,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹³ Os dados do mês de fevereiro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no Brasil passou de 112,4 MMm³/dia no mês de janeiro para 109,8 MMm³/dia em fevereiro, apresentando queda pelo quarto mês consecutivo. Onde é válido mencionar que a produção de gás brasileiro no mês de julho de 2017 chegou a 115,0 MMm³/dia. Em relação a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado, enquanto a queima apresentou queda de 10,4%, todas as demais parcelas de

gás indisponível apresentaram aumento: 9,5% na reinjeção, 5,2% na absorção em UPGN's e 0,4% no consumo interno. Não apenas o volume reinjetado apresentou o maior montante dos últimos doze meses, representando 30,0% da produção total, mas também o volume total de gás indisponível, percentual de 49,5% de todo o gás produzido. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Prod. Nacional Bruta	109,8	-2,3%	3,0%		112,4	106,6
Produção Indisponível	Reinjeção	32,9	9,5%	20,1%	30,0	27,4
	Queima	3,6	-10,4%	-9,1%	4,0	4,0
	Consumo interno em E&P	13,4	0,4%	-1,8%	13,3	13,6
	Absorção em UPGN's	4,5	5,2%	-2,0%	4,3	4,6
	Subtotal	54,4	5,2%	9,7%	51,7	49,5
Oferta de gás nacional	55,5	-8,7%	-2,9%		60,8	57,1
Ofert nacional/Prod. Bruta	50,5%	-6,6%	-5,7%		54,1%	53,6%

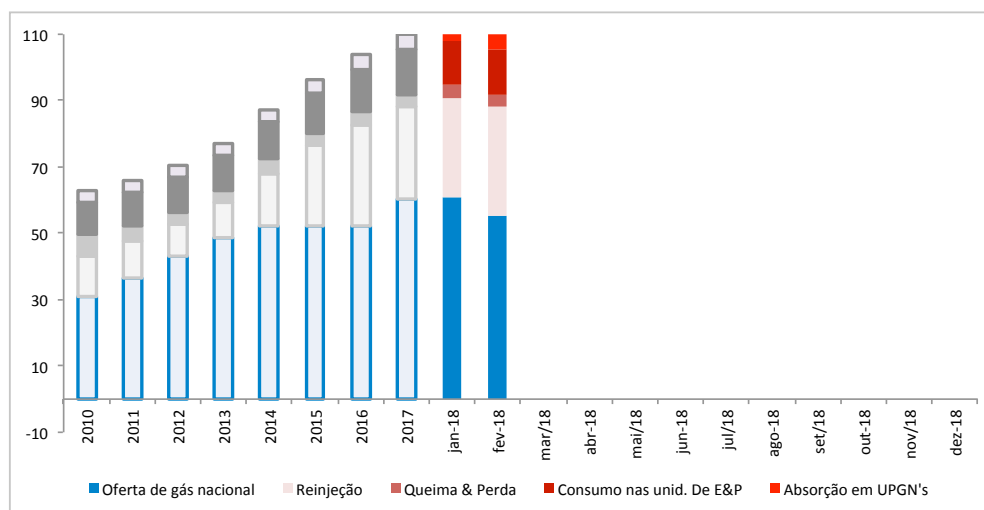
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao se analisar o Gráfico 3.1, é possível observar a estabilização do volume de gás natural produzido nos primeiros dois meses de 2018 frente à média

de 2017, onde é válido destacar o crescimento da parcela de gás reinjetado.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Existe uma dúvida acerca da capacidade de reinjeção do gás nos projetos offshore, onde o plano do consórcio liderado pela Petrobras para o futuro campo que será delimitado em Libra – que tem um teor de CO₂ da ordem de 25% do volume de gás - que seja reinjetado 100% do gás produzido até que se encontre solução para viabilização do escoamento e tratamento do energético. Onde não apenas o investimento em infraestrutura é um agravante, mas o tratamento da molécula.

Com intuito de financiar a expansão do sistema de gasodutos de transporte e escoamento de gás natural no país, proposta de criação do “Dutogas”, fundo de financiamento incluído e aprovado no relatório final da Medida Provisória 814, vai para o plenário da Câmara. Segundo o documento, os recursos, que viriam de receitas da comercialização de petróleo e gás natural do pagamento de uso de gasodutos existentes e de lucros da utilização dos novos dutos, seriam usados para financiar a implantação, manutenção, operação e administração dos dutos, cuja administração do fundo ficaria a cargo da ANP. Dado as características de investimentos em capital intensivo, a ideia seria que o fundo inicialmente dependesse do Fundo Social do pré-sal, até que os gasodutos fossem viabilizados comercialmente pelo uso, que levaria cerca de 5 a 10 anos.

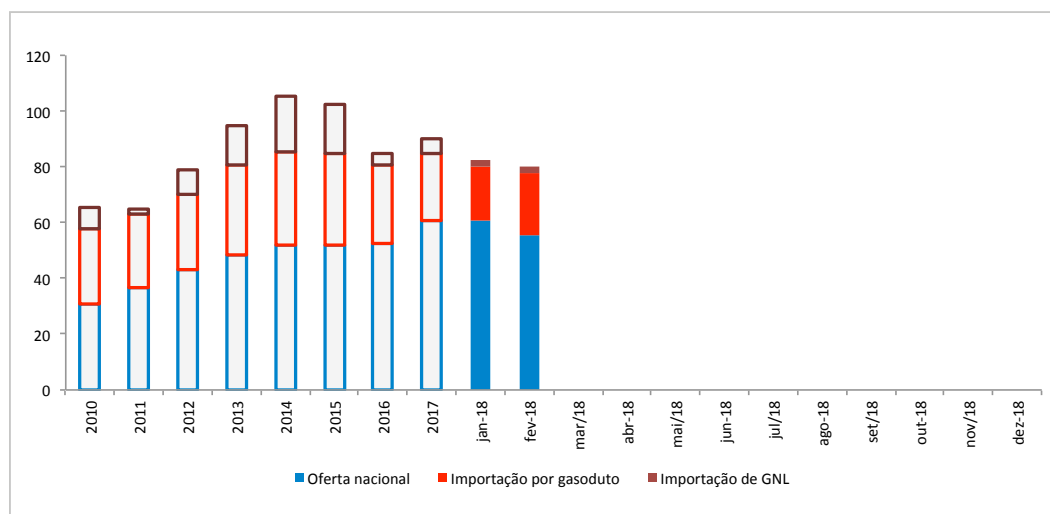
A problemática de infraestruturas não apenas atinge o Brasil, mas também está atingindo o campo de petróleo mais produtivo dos Estados Unidos. A falta de gasodutos para escoar gás na Bacia do Permiano, no Texas, está criando um problema para os perfuradores, que serão obrigados a diminuir a produção de petróleo caso não consigam colocar o gás no mercado. Embora os reguladores

não permitam a queima indefinidamente do gás, essa é uma estratégia que vem sendo adotada para destravar o subproduto que vem ficando preso na bacia, principalmente em época de primavera, onde o clima mais ameno limita a demanda pelo combustível de aquecimento.

Analisando a oferta de gás natural no Brasil nos últimos anos, que se encontra apresentada no Gráfico 3.2, é possível observar uma queda na oferta interna de gás não só em relação ao mês de janeiro, mas também em relação à média dos cinco anos anteriores. Aqui cabe mencionar que essa redução na oferta acompanha a redução na demanda interna por gás, uma vez que existe grande capacidade ociosa nos terminais de regaseificação brasileiros e que as importações de gás boliviano estão abaixo do limite de capacidade dos contratos.

Nesse ponto, coincidindo com o início do vencimento do contrato de importação de gás natural da Bolívia, a chamada pública para contratação de capacidade no Gasbol ficará para o fim do ano, onde o resultado deverá ser divulgado no primeiro semestre do ano que vem.

Desfragmentando o volume de gás natural importado em fevereiro, que superou a importação do mês anterior em 3,2 MMm³/dia, é possível observar aumento de 15,7% (ou 3,1 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via GASBOL, enquanto que o volume de gás regaseificado apresentou crescimento de 5,3% (ou 0,1 MMm³/dia). Comparado ao volume importado neste mesmo período do ano de 2017, como é possível observar na Tabela 3.3, a importação atual de gás natural superou aquela em 30,0% (ou 5,7 MMm³/dia).

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Gasoduto	22,5	15,7%	27,6%		19,5	17,7
GNL	2,4	5,3%	57,0%		2,3	1,5
Total	24,9	14,7%	30,0%		21,7	19,2








Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Apesar do consumo de gás natural nos demais segmentos tenham apresentado aumento no mês de fevereiro, devido à queda (pelo quarto mês consecutivo) do consumo de gás para geração elétrica, a demanda por gás natural em fevereiro fechou em 75,8 MMm³/dia, apresentando queda de 1,6 MMm³/dia (2,0%) se comparado ao mês anterior, o que reforça a significância do consumo para geração elétrica no consumo agregado. A demanda

elétrica apresentou queda de 11,6% (ou 3,2 MMm³/dia) - sendo registrado o menor volume não apenas deste setor específico, como também do consumo de gás natural agregado do país. Onde vale mencionar que a demanda pelo energético no mês de fevereiro encontra-se abaixo da média dos últimos cinco anos. O aumento no segmento residencial foi de 6,2%, de 5,3% no comercial, 4,6% no automotivo, 3,1% no industrial e 2,4% no de cogeração. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Industrial	40,3	3,1%	2,5%		39,1	39,3
Automotivo	5,7	4,6%	5,5%		5,5	5,4
Residencial	1,0	6,2%	13,2%		1,0	0,9
Comercial	0,8	5,3%	5,3%		0,8	0,8
GEE	24,4	-11,6%	10,1%		27,6	22,2
Cogeração	3,0	2,4%	21,6%		2,9	2,5
Total	75,8	-2,0%	6,0%		77,4	71,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

Embora o preço do gás natural no mercado japonês tenha apresentado sua maior cotação dos últimos doze meses, fechando em 9,1 US\$/MMBTU, após significativo aumento, o Henry Hub apresentou queda de 31,2%, fechando em 2,7 US\$/MMBTU – menor cotação dos últimos doze meses. O preço do gás na Europa fechou em 6,9 US\$/MMBTU (baixa de 9,5%) e o preço do NBP foi cotado a 6,4 US\$/MMBTU (baixa de 14,6%).

Em relação à importação de gás natural liquefeito (GNL), o preço do GNL entregue tanto no Japão, quanto no Brasil, apresentaram queda. Este foi entregue no mercado japonês a 10,6 US\$/MMBTU, valor 3,6% abaixo da cotação de janeiro, e entregue a 6,1 US\$/MMBTU no Brasil, cotação 16,5% abaixo daquela no mês de janeiro.

Já em relação ao preço do gás importado via gasoduto no mercado nacional, sendo cotado a seu menor valor dos últimos doze meses, foi entregue a 4,6 US\$/MMBTU.














Na contramão do preço do gás importado, o gás natural comercializado internamente sofreu aumento em todos os segmentos analisados. Enquanto o gás entregue da Petrobras para as distribuidoras (city gate) apresentou sua cotação mais alta dos últimos doze meses - aumento de

11,3%, passando do valor de 7,1 US\$/MMBTU para 7,9 US\$/MMBTU - o preço do gás natural no programa prioritário termelétrico (PPT) apresentou acréscimo de 0,5%, sendo comercializado a 4,3 US\$/MMBTU.

Após desligamento da Termofortaleza, uma das térmicas com Custo Variável Unitário mais baixo do Brasil, devido a defasagem no preço do gás natural no PPT, uma atualização do valor dos contratos de gás para uma média de mercado será votada pelo plenário da Câmara, onde a ideia é que esse custo seja pago por meio do Encargo de Serviços do Sistema, que poderia impactar em cerca de 1,5% ao ano na tarifa nacional. O desligamento de térmicas, como no caso da Termofortaleza, força o sistema a acionar fontes mais custosas de energia, como as térmicas a diesel, encarecendo a conta para o consumidor final – o que abre espaço para a discussão sobre o novo encargo.

Já o gás natural entregue das distribuidoras ao consumidor final, o aumento no segmento automotivo foi de 1,3%, sendo o GNV comercializado a 14,6 US\$/MMBTU e o gás natural entregue ao consumidor industrial bateu novamente recorde dos últimos doze meses, sendo comercializado entre 14,4 a 17,2 US\$/MMBTU – 4,4% acima no patamar de consumo de 2.000m³/dia, como pode ser observado na Tabela 3.5.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Henry Hub	2,7	-31,2%	-7,4%		3,9	2,9
Europa	6,9	-9,5%	8,1%		7,6	6,4
Japão	9,1	4,2%	22,6%		8,7	7,4
NBP*	6,4	-14,6%	-7,3%		7,5	6,9
GNL no Japão	10,6	-3,6%	27,7%		11,0	8,3
GNL no Brasil **	6,1	-16,5%	-28,0%		7,3	8,5
Gás Importado no Brasil ***	4,6	-27,9%	-16,1%		6,3	5,4
PPT ****	4,3	0,5%	-1,1%		4,2	4,3
No City Gate	7,9	11,3%	8,5%		7,1	7,2
GNV	14,6	1,3%	-26,9%		14,4	20,0
Indústria - 2.000 m³/dia *****	17,2	4,4%	19,8%		16,4	14,3
Indústria - 20.000 m³/dia *****	15,1	3,2%	15,7%		14,6	13,0
Indústria - 50.000 m³/dia *****	14,4	2,6%	17,8%		14,1	12,2

* Tendências nos últimos 12 meses

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

* National Balancing Point (UK)

** Preço FOB

*** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

**** não inclui impostos

***** preços c/ tributos

E) PRÉVIA – MARÇO 2018¹⁴

A produção de gás natural nacional sofreu a quinta queda consecutiva, sendo produzido um volume de 107 MMm³/dia, redução de 2,6% se comparado ao mês de fevereiro e aumento de 5,6% se comparado ao mesmo período do ano anterior. A queda, já esperada, pode ser justificada pelas paradas programadas para manutenção de equipamentos nas plataformas nos campos de Lula, na Bacia de Santos, e Peroá/Cangoá, na Bacia do Espírito Santos.

Dos 107 MMm³/dia produzidos nacionalmente, 57,2 MMm³/dia foi disponibilizado ao mercado,

tendo a queima reduzido em 7,6% se comparado a mês anterior. Do volume indisponível ao mercado, 3% foi perdido em queima, 31% foi reinjetado e 12% foi consumido internamente.

Em relação a origem de produção, os campos marítimos produziram 83,4% do gás, sendo os campos operados pela Petrobras responsáveis por 94,9% do petróleo e gás natural. Os 83 poços do pré-sal responderam por 55 MMm³/dia da produção de gás, onde Lula, na Bacia de Santos, foi o que mais produziu o energético, uma média de 34,8 MMm³/dia.

¹⁴ Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, disponível no link <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

F) FUTURO

Projeto de lei que trata a reforma do marco regulatório do gás natural enfrenta dificuldades para ser aprovada este ano devido, principalmente, à divergência na regulação do mercado livre de gás que, ao contrário da proposta que vem sendo defendida por grande parte do mercado, da atribuição à ANP a regulação do consumidor livre, as distribuidoras vem sendo bastante resistente, defendendo a manutenção da regulação estadual e condenando a não abertura do mercado pela falta de diversidade na oferta – altamente concentrada na Petrobras. A grande queixa dos agentes em relação à manutenção de tal regulação está na desarmonização da regulação entre os estados, os elevados volumes mínimos fixados para o enquadramento à categoria de consumidor livre, além das altas tarifas a que os usuários estariam sujeitos em alguns estados.

Ainda, além da dificuldade inerente a tramitação do projeto em um ano eleitoral, outro ponto de divergência no projeto de lei está nas condições da regulação do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de gás natural liquefeito. Enquanto vem sendo defendido pelas petroleiras que o

acesso seja negociado, alguns governos estaduais defendem o acesso obrigatório, havendo capacidade disponível.

Com intuito de nortear as relações comerciais no mercado de gás, a Secretaria de Fazenda paulista irá desenvolver e gerenciar um sistema digital que está previsto para entrar em operação em janeiro de 2019. Ao controlar a documentação fiscal relacionada ao novo modelo de operações com gás natural, permitirá a conciliação das notas fiscais emitidas pelos operadores do mercado e apurar o ICMS devido pelos contribuintes aos Estados, viabilizando a troca operacional (swap) do gás natural. Embora o swap tenha sido autorizado pela Lei do Gás, em 2009, a criação do sistema informatizado é necessária para adequar a forma atual de cobrança do imposto ao novo modelo comercial do gás natural, dado que a operação do swap envolve o descasamento entre o fluxo físico e jurídico e dado que a tributação do ICMS está ligada à circulação física do produto. O sistema irá proporcionar o acompanhamento do fluxo contratual no mercado, proporcionando mais transparência nas operações, reduzindo distorções no recolhimento do imposto e minimização dos efeitos da guerra fiscal.



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman

A) PRODUÇÃO

Em março/18, último mês da safra 2017/18 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul do país, foram produzidos 80,2 milhões de litros de etanol anidro e 592,4 de etanol hidratado, superando a produção de fevereiro/18 em 33,4% e 190,3%, respectivamente. O aumento da produção sinaliza a antecipação da nova safra, que iniciou em 1º de abril. De acordo com dados da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), a safra 2017/18 encerrou em 31 de março, com uma produção total de 633,3 milhões de toneladas de cana, quantidade 3,6% inferior à da safra anterior, quando foram produzidas 657,2 milhões de toneladas. O volume total de etanol produzido somou 27,76 bilhões de litros, praticamente sem alteração em relação aos 27,81 da safra anterior.

A mudança da política de preços da Petrobras, em julho de 2017, que levou a aumentos significativos dos preços da gasolina, e a queda de preços do açúcar no mercado internacional, a partir de junho de 2017, contribuíram para a maior destinação da cana-de-açúcar para a produção de etanol, tendência que deve se manter na safra 2018/19. A estimativa, segundo o primeiro levantamento da Conab, é de que sejam produzidos na safra brasileira 2018/19, um total de 28,2 bilhões de litros de etanol, o que representa um aumento de 1,4% em relação ao ciclo que acabou de encerrar, com maior destinação da cana para o etanol anidro. A companhia projeta um aumento de 7% na produção de etanol anidro e uma queda de 2,3% na de etanol hidratado.

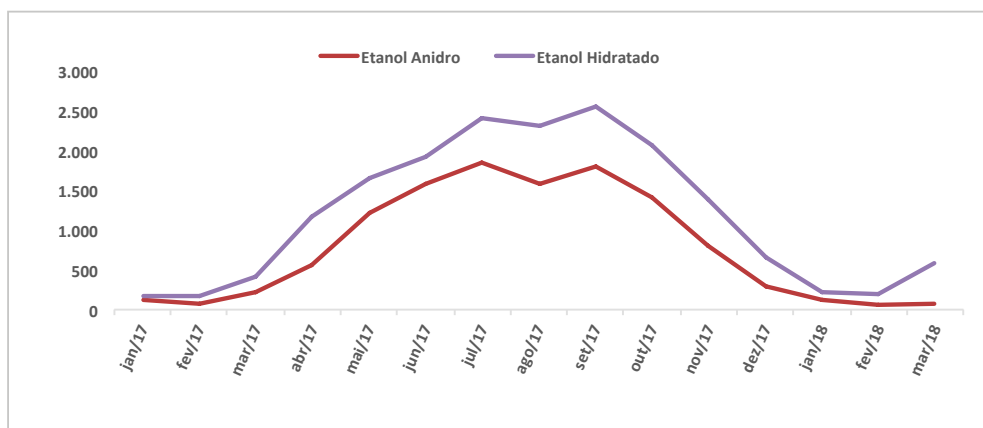
Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	mar-18	acum-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	acum-18/acum-17	Tendências*	fev-18	mar-17	acum-17
Etanol Anidro	80,2	257,5	33,4%	-63,3%	-40,5%	↔	60,2	218,6	432,6
Etanol Hidratado	592,4	1.008,3	190,3%	42,0%	32,4%	↔	204,1	417,1	761,8
Total Etanol	672,6	1.265,7	154,6%	5,8%	6,0%	↔	264,2	635,8	1.194,3
Biodiesel	452,4	1.128,5	33,8%	35,0%	32,9%	↔	338,3	335,1	849,3

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

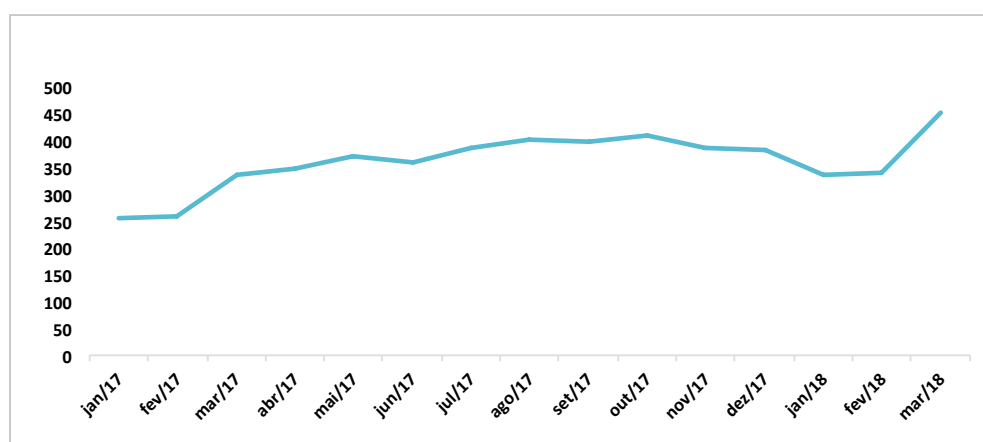


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de biodiesel alcançou o seu maior volume histórico, 452,4 milhões de litros, em março/18, em decorrência do aumento do teor adicionado ao óleo diesel, que passou de 8% (B8) para 10% (B10) no dia 1º de março. O volume representou um aumento de 33,8% em relação ao mês anterior (fevereiro/18) e de 35,0% em relação a março de 2017. Considerando os três primeiros meses do ano, a produção do biocombustível, em 2018, está 32,9% acima do mesmo período do ano passado.

As expectativas para o setor de biodiesel no ano de 2018 são bastante positivas, em função do aumento do percentual de mistura do biocombustível no óleo diesel, e da tendência de aumento da demanda pelo combustível com a expectativa de retomada da economia. De acordo com a Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais), a produção de biodiesel deve alcançar um volume próximo a 5,5 bilhões de litros em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

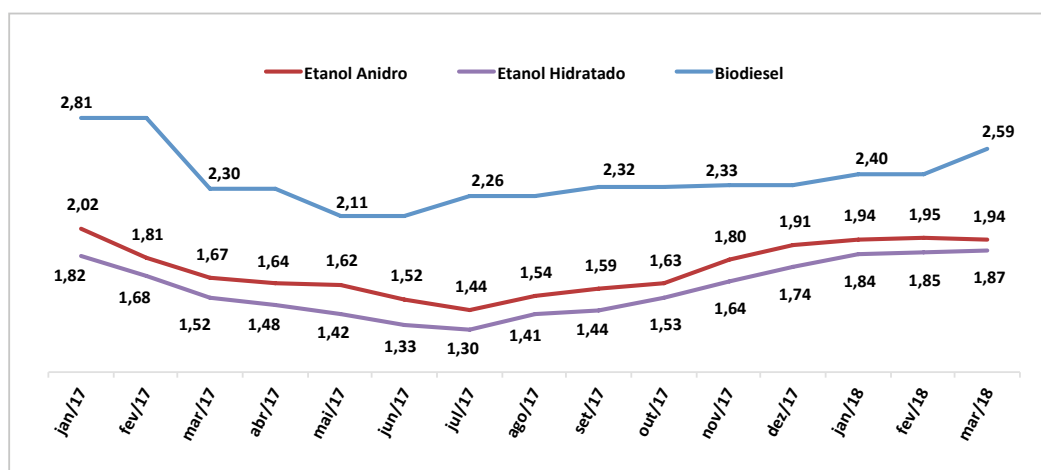
B) PREÇOS

Em março/18, o etanol anidro foi cotado em R\$ 1,94 o litro, o que representa uma queda de 0,7% em relação ao mês anterior. O litro do etanol hidratado apresentou valorização de 0,9%, chegando a R\$ 1,87 em março/18. A queda de preços do etanol anidro pode ser explicada pela maior oferta do biocombustível no último mês da safra 2017/18 e pelo fato das usinas estarem priorizando a produ-

ção de etanol em detrimento do açúcar. No caso do hidratado, o aumento de preço é resultado da maior demanda pelo biocombustível, em função do aumento de preços da gasolina.

O litro do biodiesel foi negociado a um preço médio de R\$ 2,59 no 59º Leilão de Biodiesel da ANP, registrando alta de 7,9% em comparação aos R\$ 2,40 alcançados no leilão anterior.

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



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

C) CONSUMO

Em março/18, foram vendidos 979,0 milhões de litros de etanol anidro, volume 15,8% superior a fevereiro/18, mas 8,2% inferior ao mesmo mês do ano passado (março/17). No acumulado dos três primeiros meses do ano, as vendas de 2018 estão 9,5% abaixo das de 2017. No caso do etanol hidratado, a demanda de março/18 registrou alta de 10,5% em relação ao mês anterior (fevereiro/18) e de 35,9% em relação a março/17. No acumulado do ano, as vendas do biocombustível aumenta-

ram 44,4% entre 2017 e 2018. O crescimento das vendas de etanol segue a tendência de aumento da demanda por combustíveis. No caso do hidratado, os aumentos de preços da gasolina praticados pela Petrobras têm aumentado a competitividade do biocombustível em relação ao derivado fóssil.

O consumo de biodiesel alcançou 386,1 milhões de litros em março/18, volume 17,1% superior ao mês de fevereiro/18. Na comparação com o mesmo

mês do ano anterior (março/17), a demanda pelo biocombustível registrou alta de 16,7%. O consumo nos três primeiros meses do ano de 2018 superou em 10,4% o mesmo período de 2017. O aumento

de consumo de biodiesel no mês de março decorre do aumento do percentual do biocombustível adicionado no óleo diesel, que passou de 8% para 10% no dia 1º de março de 2018.

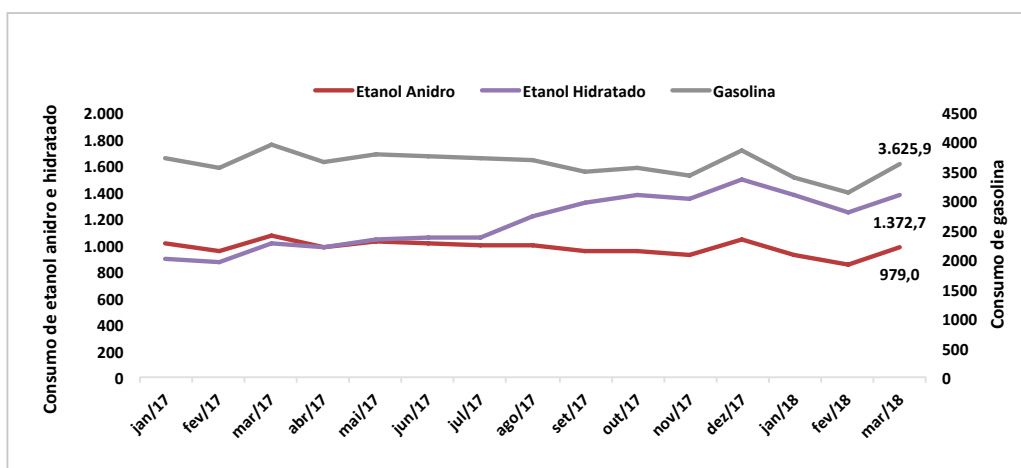
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	mar-18	acum-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	acum-18/acum-17	Tendências*	fev-18	mar-17	acum-17
Etanol Anidro	979,0	2.740,1	15,8%	-8,2%	-9,5%		845,7	1.066,0	3.028,5
Etanol Hidratado	1.372,7	3.992,9	10,5%	35,9%	44,4%		1.242,8	1.009,8	2.764,4
Total Etanol	2.351,7	6.733,0	12,6%	13,3%	16,2%		2.088,5	2.075,9	5.792,9
Biodiesel	386,1	1.046,7	17,1%	-0,5%	10,4%		329,7	388,2	947,7

* Tendências nos últimos 12 meses

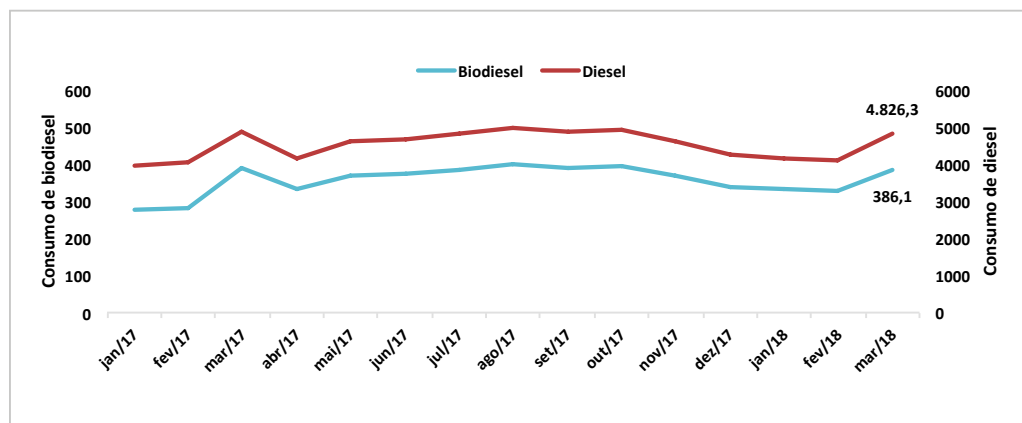
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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



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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP



D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O Brasil importou 325,6 milhões de litros de etanol (basicamente etanol anidro) em março/18, quase o dobro do registrado no mês anterior (fevereiro/18), quando foram importados 163,4 milhões de litros. Na comparação com o ano anterior, as importações de março/18 superaram em 11,8% as de março/17, mas, no acumulado dos três primeiros meses, a internalização de biocombustível estrangeiro foi 9,4% inferior ao mesmo período de 2017. Em função da menor disponibilidade de oferta,

o período de entressafra da produção de cana-de-açúcar na região Centro-Sul costuma registrar importação de volumes maiores de etanol.

Em março/18, foram exportados 66,3 milhões de litros de etanol anidro e hidratado. O volume representa um aumento de 6,9% em relação a fevereiro/18 e de 22,1% em relação a março/17. Somando os três primeiros meses do ano, as vendas para o exterior apresentaram alta de 13,7% entre 2017 e 2018. O aumento das exportações em 2018 decorre do maior direcionamento da produção de cana para o biocombustível.

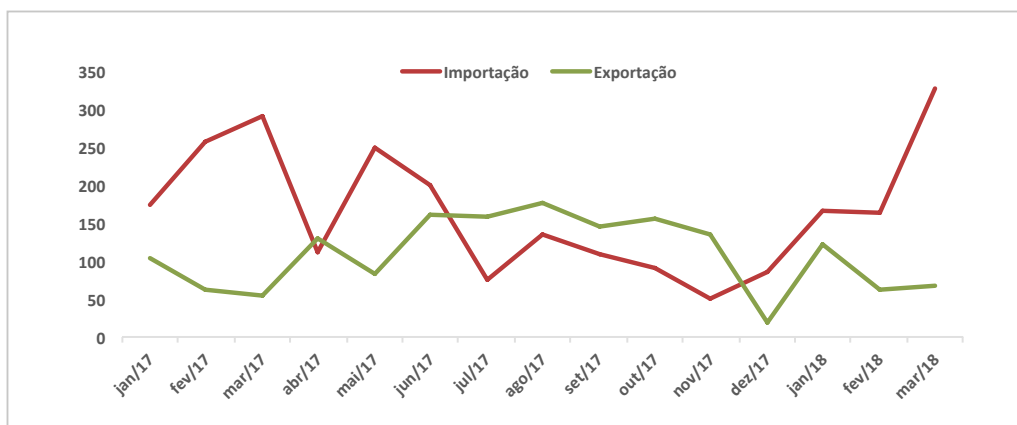
Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	mar-18	acum-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	acum-18/acum-17	Tendências*	fev-18	mar-17	acum-17
Importação	325,6	653,5	99,3%	11,8%	-9,4%		163,4	291,2	721,0
Exportação	66,3	250,1	6,9%	22,1%	13,7%		62,1	54,3	220,0

* Tendências nos últimos 12 meses

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

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



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

E) RENOVABIO

No dia 04 de maio de 2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou uma consulta pública a respeito da proposta de metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, com encerramento previsto para 22 de maio de 2018. As metas compulsórias precisam estar definidas até o dia 15 de junho de 2018, uma vez que, conforme a Lei 13.576, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustí-

veis (RenovaBio), tais metas entrarão em vigor em cento e oitenta dias contados a partir da data de sanção da mesma lei.

A ANP também abriu consulta pública relacionada ao RenovaBio, referente à proposta de resolução para regulamentar o processo de emissão do certificado de produção eficiente de biocombustíveis e os requisitos para credenciamento de firmas inspetoras. A consulta foi aberta no dia 11 de maio de 2018, ficando disponível por 15 dias.

Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e Mariana Weiss

A) DISPONIBILIDADE

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

	mar-18		mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18		mar-17	
SE/CO	59.192,00	88,33%	3,91%	30,16%		56.966,00	82,60%	45.477,00	67,88%
S	6.779,00	94,30%	-7,50%	12,59%		7.329,00	86,67%	6.021,00	84,83%
NE	7.889,00	54,48%	21,61%	130,13%		6.487,00	44,34%	3.428,00	23,49%
N	26.637,00	101,15%	57,56%	88,65%		16.906,00	107,39%	14.120,00	83,71%
SIN	100.497,00	-	14,61%	45,55%		87.688,00	-	69.046,00	-

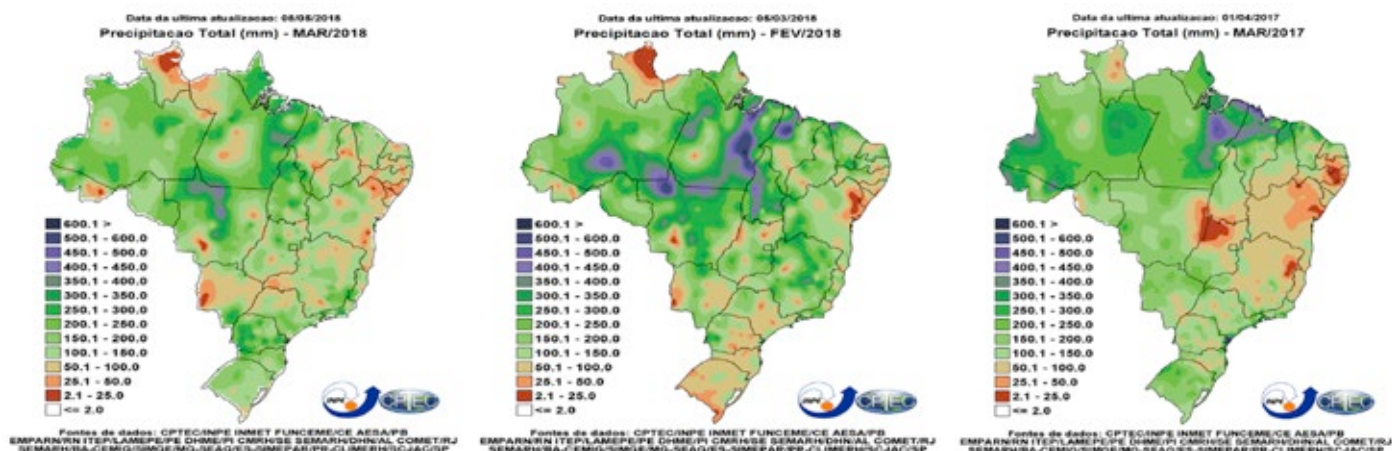
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Entre os meses de fevereiro e março de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), aumentou em 14,61%, conforme Tabela 5.1. Os subsistemas SE/CO, NE, e N tiveram um aumento de 3,91%, 21,61%, e 57,56% respectivamente, enquanto o S teve queda de 7,50%.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. Comparando com fevereiro de 2018, é fácil perceber uma redução das precipitações nas regiões N, NE e SE/CO, com o surgimento de diversas áreas mais claras. Por outro lado, no S observa-se aumento da área com índices superiores a 100.1 mm.

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



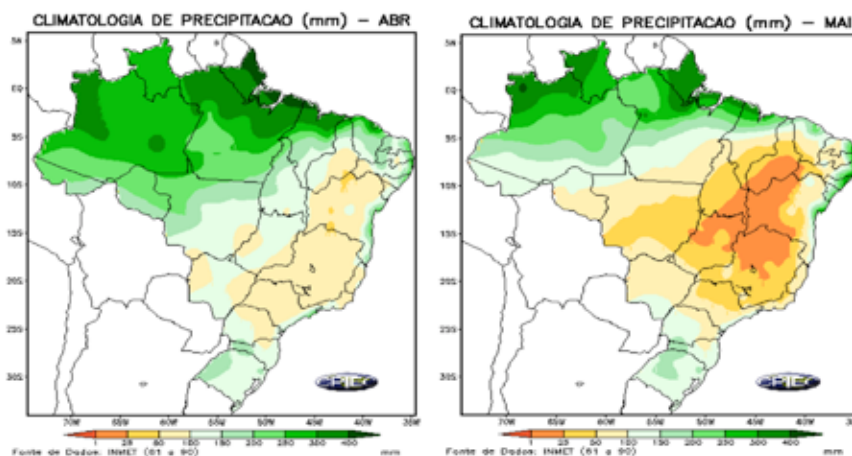
Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de março apresentou vazões próximas da média histórica para os subsistemas N (101,15%) e S (94,30%) e SE/CO (88,33%). Tendo em vista o NE, este apresentou uma vazão bem abaixo da média (54,8% da MLT).

Na comparação anual, observou-se aumento de 45,55% na ENA total. Todos os subsistemas apre-

sentaram incrementos: 30,16% no SE/CO, 12,59% no S, 130,13% no NE e 88,65% no N. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de abril e maio. É possível observar uma considerável redução do volume de chuvas em decorrência do final do período úmido. Para os próximos meses, a expectativa é que esta precipitação seja ainda mais reduzida com a chegada do período seco.






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



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

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

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	41.817,47	5,22%	3,29%		39.743,94	40.485,46
S	12.238,45	-0,95%	1,94%		12.355,77	12.005,22
NE	10.933,81	1,58%	-0,06%		10.763,49	10.940,44
N	5.644,19	2,59%	1,23%		5.501,83	5.575,47
SIN	70.633,93	3,32%	2,36%		68.365,04	69.006,59

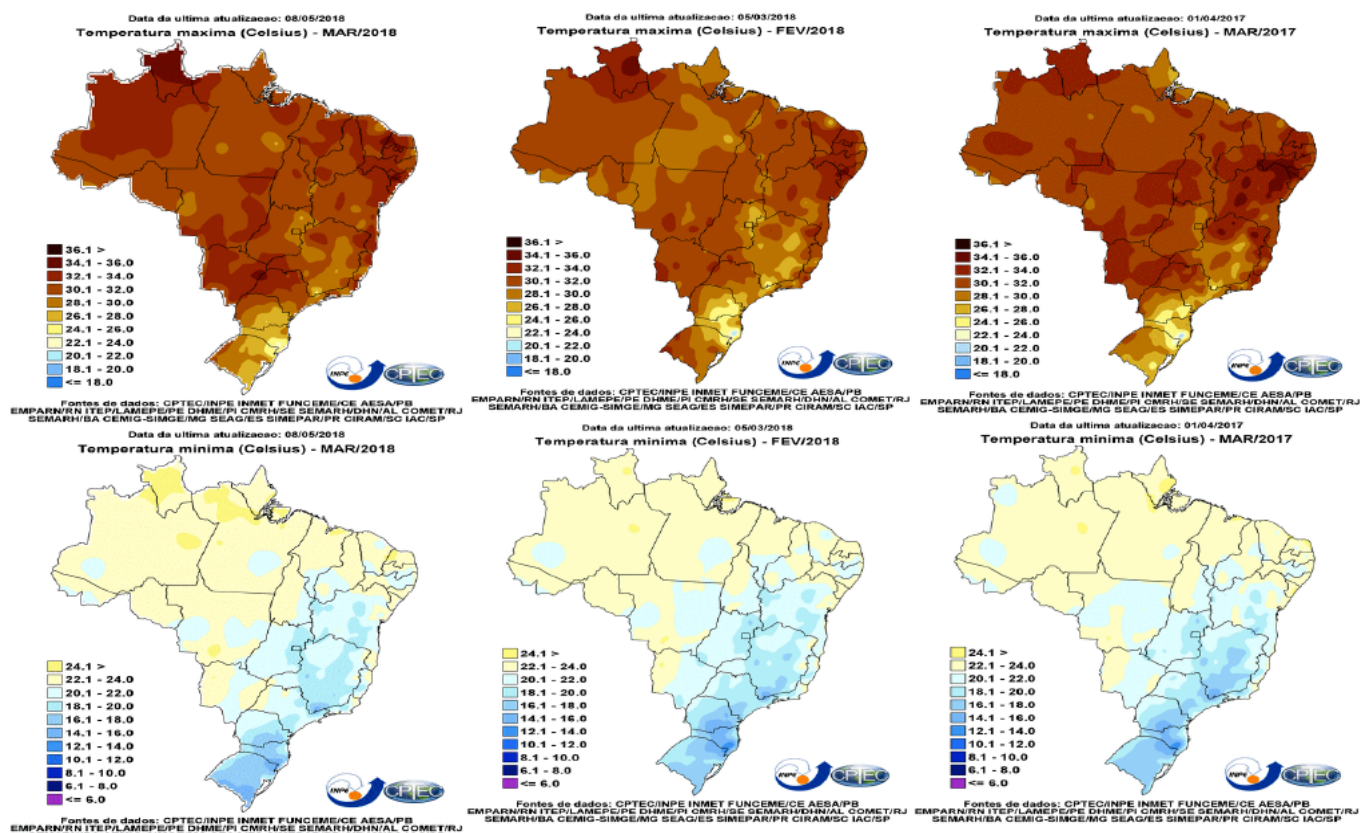
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN apresentou um aumento de 3,32% na comparação mensal e de 2,36% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda foi reduzida apenas no S (-0,95%), enquanto que no SE/CO, NE, e N esta cresceu (5,22%, 1,58% e 2,59% respectivamente). Já, na comparação anual, com exceção do NE em que a demanda diminuiu -0,06%, todos os subsistemas apresentaram aumento de sua carga (SE/CO 3,29%, S 1,94%, N 1,23%).

Na comparação mensal, o aumento de carga de energia do SE/CO, NE e N pode ser associado à temperaturas máximas mais altas ao longo do mês de março, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A redução da demanda de energia no subsistema S também pode ser associada a variação de temperatura, que neste caso diminuiu ligeiramente.

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



Fonte: CPTeC/INPE

Na comparação anual, o aumento do consumo de energia acompanhou a melhoria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 85,00 para 95,00 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 77,60

para 90,60 entre março de 2017 e março de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 12,22 pontos em relação a março de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

C) OFERTA*

A geração total de energia no SIN no mês de março apresentou queda de -0,52% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Conforme pode-se observar, a geração hídrica se manteve praticamente constante com um pequeno aumento de 0,05%. Na geração térmica a variação também foi pequena (-0,46%). Entre os dias 17 de fevereiro e 19 de março houve a parada programada para reabastecimento da Usina Nuclear Angra 2. Isso explica sua

queda de geração (-35,23%) quando comparada a março de 2017. Ainda na comparação mensal, a fonte eólica também observou redução (-8,61%). Embora com uma produção ainda pequena quando comparada as outras fontes, a energia solar apresentou um crescimento de 5,35%. Ainda assim, uma maior disponibilidade de água permitiu a redução de 3,81% da geração termelétrica, o que levou à queda de 3,13% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.4.

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

		mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	Hidráulica	24.597,40	0,60%	-3,01%		24.449,75	25.360,85
	Nuclear	1.150,47	-6,36%	-35,23%		1.228,65	1.776,37
	Térmica	3.808,67	4,03%	-22,39%		3.661,07	4.907,36
	Eólica	0,00	-100,00%	-100,00%		12,62	7,16
	Solar	81,81	28,23%	19953,59%		63,80	0,41
	Total	29.638,34	0,76%	-7,53%		29.415,89	32.052,15
S	Hidráulica	7.796,73	-14,70%	2,68%		9.140,37	7.593,05
	Térmica	924,55	4,11%	-14,00%		888,02	1.075,01
	Eólica	473,90	-16,30%	-27,16%		566,21	650,59
	Solar	0,00	-100,00%	-100,00%		0,55	0,53
		Total	9.195,19	-13,21%	-1,33%	10.595,14	9.319,18
NE	Hidráulica	1.965,74	2,88%	-11,68%		1.910,65	2.225,59
	Térmica	2.957,27	-2,78%	-5,70%		3.041,84	3.136,15
	Eólica	2.350,61	-8,00%	11,27%		2.554,92	2.112,52
	Solar	166,18	-2,84%	8688,89%		171,04	1,89
		Total	7.439,80	-3,11%	-0,49%	7.678,45	7.476,15
N	Hidráulica	9.447,32	5,09%	-2,72%		8.989,36	9.710,98
	Térmica	815,98	-14,56%	49,66%		955,08	545,22
	Eólica	89,76	62,72%	-		55,17	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
		Total	10.353,07	3,53%	0,94%	9.999,60	10.256,21
Itaipu		11.373,10	6,66%	15,17%		10.662,51	9.875,15
Total	Hidráulica	55.180,30	0,05%	0,76%		55.152,63	54.765,62
	Nuclear	1.150,47	-6,36%	-35,23%		1.228,65	1.776,37
	Térmica	8.506,47	-0,46%	-11,98%		8.546,00	9.663,74
	Eólica	2.914,27	-8,61%	5,20%		3.188,91	2.770,26
	Solar	247,99	5,35%	8654,04%		235,39	2,83
SIN		67.999,50	-0,52%	-1,42%		68.351,58	68.978,82

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um acréscimo de 0,76% na geração hídrica. Destaque é dado para a geração solar com um considerável crescimento em apenas 1 ano. A menor geração

térmica, com queda de 11,98%, foi compensada por uma maior geração hídrica e eólica. Isso justifica a redução de 8,76% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

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

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SIN	0,0635	4,44%	-8,76%		0,0608	0,0696

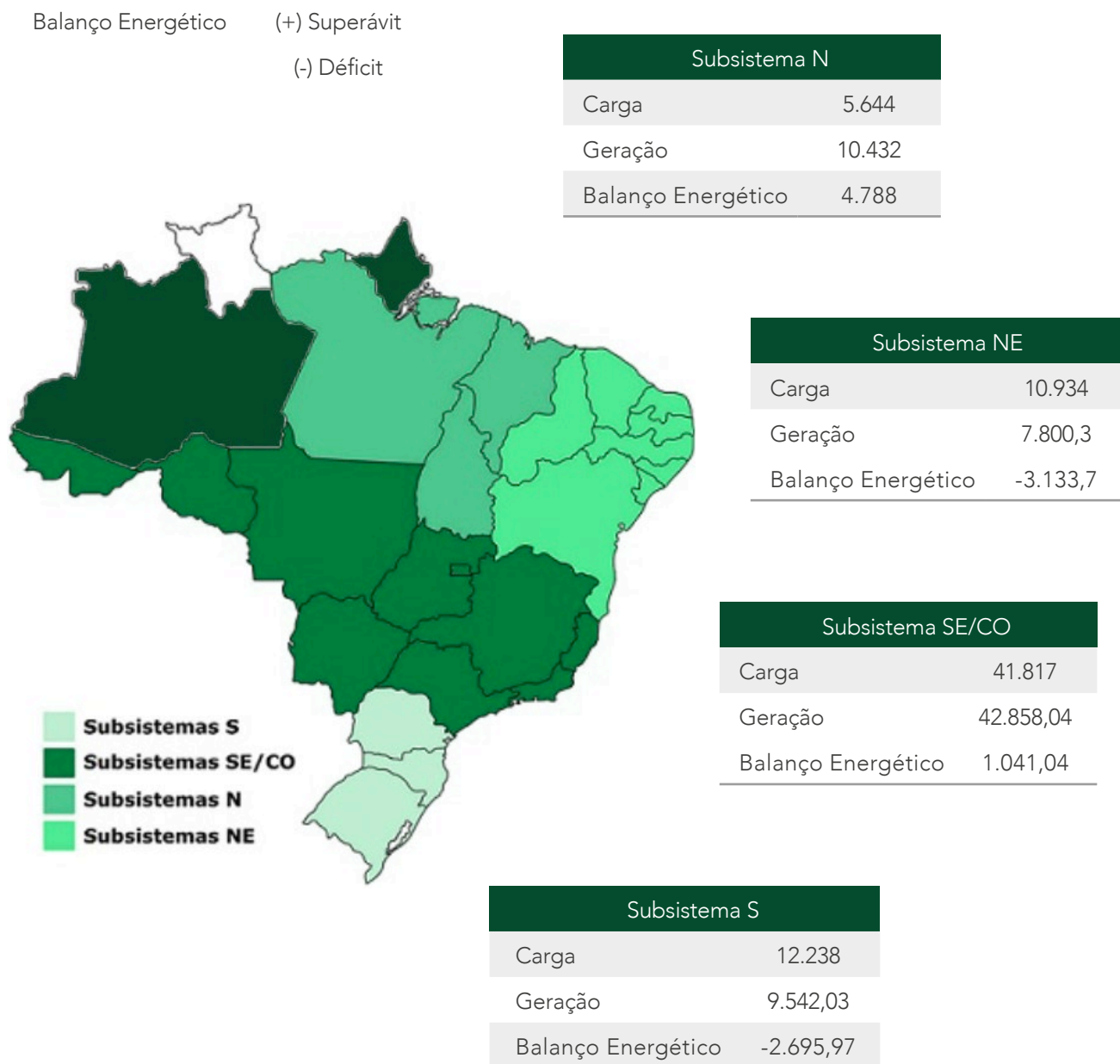
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria²⁰ a partir dos dados do MCTI

* As análises relacionadas à geração de energia foram obtidas a partir dos dados divulgados pela ONS.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN








Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de março de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários. Tais subsistemas foram supridos com 3.043 MWmed, e 3.494 MWmed respectivamente. O subsistema N foi superavitário em 4.709 MWmed. A energia expor-

tada pelo subsistema N decorre da alta afluência desse período e pela capacidade limitada de estocagem do recurso hídrico nesse subsistema. Na forma de intercâmbio internacional, houve uma pequena importação de 0,02 MWmed.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)






	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
S - SE/CO	-2.695,95	-53,50%	-1,42%		-1.756,34	-2.658,27
Internacional - S	0,02	-99,53%	-99,93%		4,29	27,77
N - NE	2.575,75	1,84%	-10,89%		2.529,12	2.890,41
N - SE/CO	2.212,86	11,88%	21,62%		1.977,81	1.819,52
SE/CO - NE	557,95	0,37%	-2,78%		555,92	573,88

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mar-18		mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18		mar-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	86.083	42,33%	14,60%	2,12%		75.115	36,94%	84.294	41,45%
S	13.802	68,67%	-6,54%	58,08%		14.768	73,47%	8.731	43,44%
NE	18.773	36,24%	37,86%	68,79%		13.617	26,28%	11.122	21,47%
N	9.920	65,93%	6,21%	3,39%		9.340	62,08%	9.595	63,79%
SIN	128.578	44,29%	13,95%	13,04%		112.840	38,87%	113.742	39,18%

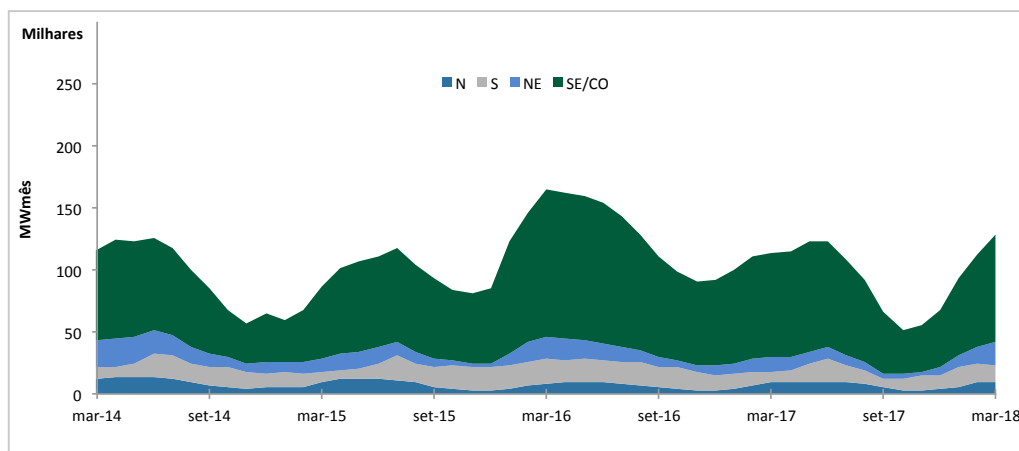
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de março foi registrado aumento de 13,95% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo 44,29% da capacidade total dos reservatórios. No subsistema NE, onde houve a maior recuperação em março, o volume armazenado passou de 26,28% para 36,24% da capacidade.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 13,04%. Todos os subsistemas se encontravam com volume de água armazenada superior ao observado 12 meses antes. A maior variação foi observada nos subsistemas S (+58,08%) e NE (68,79%).

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







Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de março de 2018, o CMO médio foi superior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO, S, e NE. Os valores médios registrados foram de R\$185,92 no SE/CO, R\$185,92 no S e R\$186,94 no NE. No subsistema N, devido ao grande volume pluviométrico, o CMO médio foi de apenas R\$2,95.

Na comparação anual, o subsistema N passou de R\$0,00 para R\$2,95. Nos subsistemas SE/CO, S e NE, a variação foi de -7,42%, -7,42% e -36,74% respectivamente. Essa redução é reflexo de uma hidrologia mais favorável esse ano e consequentemente uma menor geração térmica, como já mencionada na Tabela 5.3.

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

	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências*	fev-18	mar-17
SE/CO	185,92	7,54%	-7,42%		172,88	200,83
S	185,92	9,52%	-7,42%		169,77	200,83
NE	186,94	11,05%	-36,74%		168,34	295,53
N	2,95	-86,16%	#DIV/0!		21,32	0,00

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

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA













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

Em março de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 335,9 MW, sendo aproximadamente 42% na alta tensão e 58% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 76,6% era do tipo fotovoltaica, 12,9% hidráulica, 7,4% térmica e 3,1% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior

capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 26,8% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,4% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

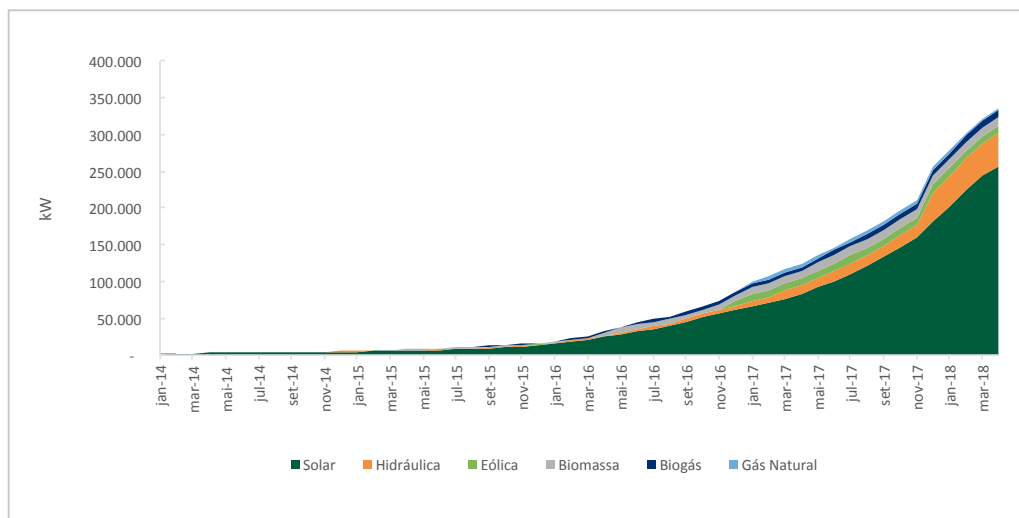
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 4,50%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 172,83%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE (+7,79%), CPFL (+7,45%) e COPEL (+6,99%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+331,79%), CELG-D (+305,05%) e CEMIG-D (+286,26%).

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

Distribuidoras	abr-18	abr-18/mar-18	abr-18/abr-17	Tendências*	mar-18	abr-17
CEMIG Distribuição S.A	90.122,51	3,07%	286,26%		87.435,92	23.331,81
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	24.993,75	1,95%	36,19%		24.515,03	18.351,58
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.926,53	3,15%	331,79%		20.288,20	4.846,49
Celesc Distribuição S.A.	19.070,92	0,02%	143,33%		19.067,92	7.837,51
Light Serviços de Eletricidade S.A.	16.557,39	2,87%	139,18%		16.095,56	6.922,70
Copel Distribuição S.A	15.515,21	6,99%	150,87%		14.502,19	6.184,63
Companhia Paulista de Força e Luz	15.108,86	7,45%	164,85%		14.061,94	5.704,64
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	0,00%	74,22%		11.719,38	6.726,61
Celg Distribuição S.A.	9.762,58	4,93%	305,05%		9.304,16	2.410,20
Rio Grande Energia S.A.	9.177,24	7,79%	185,91%		8.514,28	3.209,88
Outras	102.991,70	7,31%	173,87%		95.977,07	37.606,35
Total	335.946,07	4,50%	172,83%		321.481,65	123.132,40

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	118	828	2.081	1.244	50	-	-	4.320
Biomassa	81	50	148	221	20	127	-	647
Solar	623	556	18	175	85	-	-	1.457
Hidrelétrica	2.136	5.236	-	32	71	35	-	7.511
PCH	141	149	402	503	147	50	-	1.392
Eólica	1.195	1.813	159	120	-	82	-	3.369
Total	4.295	8.631	2.808	2.295	374	295	-	18.697

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de março a 15 de abril de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 773 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, a expectativa é que a capacidade de geração do

sistema seja incrementada em 18.697 MW até o fim de 2023, sendo 23% em termelétrica, 4% em Biomassa, 8% em Solar, 40% em hidrelétrica, 7% em PCH e 18 em eólica.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE e da Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – SULGIPE (Tabela 5.10). A concessionária CELPE atende 3,7 milhões unidades consumidoras localizadas no estado de Pernambuco e teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 29 de abril em 8,89%

em média, sendo 8,47% para os consumidores da baixa tensão e 9,90% para os consumidores da alta tensão. Já a concessionária Sulgipe que atende 146 mil unidades consumidoras no estado de Sergipe teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de maio em 20,45% em média, sendo 18,06% para os consumidores da baixa tensão e 25,49% para os consumidores da alta tensão.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	8,89%	29/abr
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	20,45%	22/mai

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

Entrou em audiência pública o edital do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018. No leilão serão negociados 3 produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica, sendo os empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétricas com prazo de suprimento de 30 anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de 20 anos; e um na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de 25 anos. É importante destacar que este será o primeiro leilão em que a fonte eólica será contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são alocados para o gerador. As contribuições da sociedade à audiência pública podem ser feitas até o dia 25 de junho de 2018 pelo e-mail ap021_2018@aneel.gov.br.

Está previsto para ocorrer em no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). Composto por 24 lotes com 60 empreendimentos localizados em 18 estados, o certame visa

contratar instalações para entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses, a partir da data de assinatura dos contratos de concessão. Ao todo, são estimados R\$ 8,9 bilhões em investimentos em 3954 quilômetros (km) de linhas de transmissão com 13.866 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações.

Além disso, foi aberta a Consulta Pública nº 7/2018 para debater a introdução de leilões de eficiência energética no Brasil. Podendo ser considerado um leilão de geração de energia às avessas, na nova modalidade no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), a ANEEL definiria o montante anual a ser abatido da carga de energia ao longo do programa, e os empreendedores competiriam entre si pelo menor preço do compromisso de redução de consumo. Os vencedores do leilão se tornariam uma nova espécie de agente regulado - Agente Redutor de Consumo (ARC). A Consulta Pública ficará aberta a contribuições até o dia 16 de junho de 2018 pelo e-mail cp007_2018@aneel.gov.br.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba do Paraná, totalizando 95,5 mil km ² de área.	
	Etapa	Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 13/07/2018
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	28/09/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	Etapa	Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/06/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 28/06/2018
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapa	Data
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 05/07/2018
	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.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias maduras de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Terceiro trimestre de 2019
Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 06/2018	
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a alteração da Resolução ANP nº 65, de 10 de dezembro de 2014, que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados no envio dos dados e informações dos sistemas de medição de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água, e dá outras providências.	
	Etapa	Data
	Período da Consulta Pública	Até 27/04/2018
	Data da Audiência Pública	08/05/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 05/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que regulamenta os critérios para a aplicação e o cumprimento de notificação.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 27/04/2018
	Data da Audiência Pública		24/05/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 08/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre os pré-editais e as minutas dos contratos de concessão da rodada de licitações da Oferta Permanente.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 28/05/2018
	Data da Audiência Pública		30/05/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 10/2018	
	Descrição	Divulgar nova regulamentação do credenciamento de firmas inspetoras visando a certificação de biocombustíveis, conforme a Lei Nº 13.576, de 26/12/2017, regulamentada pelo Decreto Nº 9.308, de 15/03/2018, ato este que, entre outros, dispõe sobre as atribuições da ANP no RenovaBio.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 25/05/2018
	Data da Audiência Pública		05/06/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 09/2018	
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta o procedimento para concessão de incentivo para redução de royalties sobre produção incremental em campos maduros.		
Etapa		Data	
Período da Consulta Pública		Até 01/06/2018	
Data da Audiência Pública		29/06/18	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2018	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		Data
	Resultado do julgamento de habilitação		18/06/18
	Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão		13/07/18
	Envio dos documentos de constituição da SPE		13/07/18
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta		Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização		10/10/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2018	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, deverão considerar o atendimento à totalidade do mercado, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		Data
	Realização		31/08/18
	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
Etapas		Data	
Realização		18/12/17	
Data estimada para Outorga de Autorização		25/06/18	
Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	Etapas	Data
	Realização	20/12/17
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018	
Descrição	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	Etapas	Data
	Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital	01/06/18
	Prazo para solicitação de visita às instalações existentes	15/06/18
	Prazo para respostas aos esclarecimentos sobre o Edital	15/06/18
	Prazo para realização de visita às instalações existentes	18/06/18
	INSCRIÇÃO (on-line) De 08 horas do dia 15/06/2018 até as 14 horas do dia 19/06/2018	15 a 19/06/2018
	Aporte de Garantia de Proposta (on-line) De 08 horas do dia 18/06/2018 até as 16 horas do dia 19/06/2018	18 a 19/06/2018
	Entrega na B3 S.A. das garantias que não possuem certificação digital; e entrega à ANEEL das garantias aportadas sob conta-caução; até 16 horas, conforme detalhado no MANUAL DE INSTRUÇÃO	19/06/18
	Prazo para impugnação do Edital	21/06/18
	Sessão pública de realização do LEILÃO, às 09 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP	28/06/18
	Entrega na B3 S.A. dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	06/07/18
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até	10/08/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	17/08/18
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto	28/08/18
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	06/09/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	06/09/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	13/09/18
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	21/09/18
Objeto	ANEEL - Audiência 061/2017	
Descrição	Obter subsídios para tratar, exclusivamente, da metodologia de repasse da Conta Bandeiras, nos termos da Nota Técnica nº 102/2018-SGT-SRM/ANEEL.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração - 2ª fase	11/06/18
Objeto	ANEEL - Audiência 019/2018	
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta da Terceira Revisão Periódica da Receita Anual Permitida – RAP do Contrato de Concessão nº 20/2008, outorgado à Evrecy Participações Ltda.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	01/06/18
Objeto	ANEEL - Audiência 020/2018	
Descrição	Obter subsídios para a elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para a aprovação das Regras de Comercialização versão 2019.	
	Etapas	Data
	Prazo limite para colaboração	17/06/18

Setor Elétrico

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 021/2018	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 3/2018, denominado Leilão A-6 de 2018, o qual se destina à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica e termelétrica (a biomassa, a carvão e a gás natural), com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		25/06/18
	Objeto	ANEEL - Audiência 022/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a definição dos indicadores e das metas da Performance Organizacional - PO do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para o ciclo de janeiro a dezembro de 2019.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		17/06/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 004/2018	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		03/07/18
	Objeto	ANEEL - Consulta 007/2018	
	Descrição	Obter subsídios sobre o conceito de Leilão de Eficiência Energética e o conjunto de metodologias e premissas utilizado na Análise de Impacto Regulatório de projeto piloto a ser realizado em Roraima.	
	Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		16/06/18	
Reunião presencial: Auditório da ANEEL (SGAN 603, módulo H, Brasília/DF)		15/06/18	
Objeto	ANEEL - Consulta 008/2018		
Descrição	Obter subsídios à aplicação do conceito de constrained-off a usinas eólicas.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		04/06/18	

FGV ENERGIA

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura
Tel.: +55 21 3799 6100
fgv.br/energia