



**BOLETIM DE
CONJUNTURA
DO SETOR
ENERGÉTICO**

EDITORIAL

O risco regulatório brasileiro e seus impactos na atração de investimentos

OPINIÃO

Entrevistas com agentes do setor energético sobre segurança regulatória

Fernanda Delgado e Henrique Sonja

Segurança Regulatória no Downstream: *this is the way, step inside...*

Gláucia Fernandes

Análise do Impacto Regulatório na expansão da MMGD

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

EDITORIAL

O risco regulatório brasileiro e seus impactos na atração de investimentos..... 04

OPINIÃO

Entrevistas com agentes do setor energético sobre segurança regulatória..... 06

Segurança Regulatória no Downstream: *this is the way, step inside*..... 28

Análise do Impacto Regulatório na expansão da MMGD 31

PETRÓLEO 37

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial 37

Derivados do Petróleo 42

GÁS NATURAL..... 45

Produção e Importação..... 45

Consumo 47

Preços 48

Informações relevantes para o setor 50

BIOCOMBUSTÍVEIS 52

Produção..... 52

Preços 55

Consumo 57

Importação e Exportação de etanol..... 58

Decisões recentes que afetam o setor 59

SETOR ELÉTRICO 60

Demanda 60

Oferta 61

Balanco Energético 63

Disponibilidade..... 64

Micro e Minigeração Distribuída 66

Estoque..... 67

Custo Marginal de Operação – CMO 68

Tarifas de Energia Elétrica..... 69

Expansão 70

Leilões 70

ANEXO..... 72



EDITORIAL*

O risco regulatório brasileiro e seus impactos na atração de investimentos

A percepção de risco por parte dos investidores está intrinsecamente relacionada à existência de um ambiente de negócios favorável a investimentos. Em setores com alto nível de regulação, como é o caso do setor energético, um dos riscos existentes é o chamado risco regulatório, associado, entre outros fatores às possíveis intervenções governamentais. Ou seja, quanto maiores as intervenções políticas, maior é esse risco; portanto, menor é a segurança necessária ao investidor.

Segundo a publicação organizada pelo IPEA (2018)¹, "Desafios da nação: artigos de apoio – volume 2", as regulações que circunscrevem as atividades empresariais podem incentivar o desen-

volvimento econômico local e a criação de novas empresas, se desenhadas de forma a garantir segurança jurídica e previsibilidade de contratos. Por outro lado, um ambiente de negócios que cause empecilhos ao desenvolvimento da atividade privada, com custosos entraves burocráticos, pode ter efeitos deletérios sobre o surgimento de novos negócios, reduzindo o potencial de crescimento da economia.

O Brasil atualmente apresenta um alto risco regulatório, o que afeta diretamente os volumes de investimento privado. De acordo com Empresa Brasil de Comunicação (EBC, 2018)², para as agências de classificação de risco Fitch e Standard &

¹ Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=32983

² Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-08/fitch-mantem-brasil-tres-niveis-abaixo-do-grau-de-investimento>

Poor's, o país está três níveis abaixo do grau de investimento, enquanto para a agência Moody's, o Brasil está dois níveis abaixo. Entre os fatores citados para tal percepção de risco, estão as incertezas políticas, que podem comprometer o crescimento no médio prazo.

Aprimoramentos na legislação, transparência nas decisões, simplificação de processos, e a definição de agendas de médio e longo prazos são algumas das medidas que precisam ser adotadas na busca pela redução do risco regulatório no Brasil, o que permitirá a retomada de investimentos e o crescimento econômico de longo prazo.

Esta edição do Boletim de Conjuntura do Setor Energético traz um debate acerca da segurança regulatória no Brasil e seus impactos para os investimentos no setor energético. Para embasar a discussão, a FGV Energia entrevistou diversos agentes do setor, os quais apresentam a visão de quem convive diretamente com tais questões. Além das entrevistas, este Boletim traz ainda duas colunas de opinião: a primeira, de autoria de Fernanda Delgado, professora e coordenadora de pesquisa da FGV Energia, e Henrique Sonja, gerente da Braskem, sobre segurança regulatória no setor de downstream; e a segunda, de autoria de Gláucia Fernandes, pesquisadora da FGV Energia, traz uma Análise do Impacto Regulatório (AIR) da expansão da micro e mini geração de energia elétrica.

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



OPINIÃO

Entrevistas com agentes do setor energético sobre segurança regulatória

Durante o mês de junho de 2019, foram ouvidos 19 profissionais da indústria, órgãos e agências governamentais e instituições de ensino e pesquisa, com o objetivo de coletar visões a respeito do grau de segurança regulatória existente hoje no Brasil e como medidas nesse sentido podem atuar como uma das ferramentas para alavancar a recuperação econômica do país.

A FGV Energia agradece a participação dos entrevistados que colaboraram com as suas visões, agregando maior conteúdo à discussão.

ADRIANO PIRES Sócio-Fundador e Diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE)

A estabilidade regulatória caminha junto com a segurança jurídica. Mudanças frequentes na legislação e na regulação do setor afastam investidores de qualidade.

O setor de óleo e gás, por exemplo, tem grande potencial para gerar riquezas e ajudar na recuperação econômica e social, tão importante para o país neste momento. O monopólio da Petrobras, embora previsto em lei, deixou marcas importantes. Como o governo brasileiro é o acionista majoritário, a empresa sempre foi utilizada para fins políticos e populistas.

Nos anos 2000, vimos o caso emblemático da Repsol, que se tornou sócia da Petrobras na refinaria Alberto Pasqualini (Refap) e após sucessivos prejuízos, em função da intervenção do governo nos preços da gasolina e do diesel, revendeu sua participação para a empresa brasileira. Recentemente, até as operações já concretizadas enfrentaram questionamentos jurídicos, como a aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG) pela Engie, que ficou em suspenso até a decisão favorável no plenário do Supremo Tribunal Federal (STF).

Outro exemplo foi a suspensão dos leilões para exploração de petróleo durante os governos Lula e Dilma, justamente quando foram descobertas as promissoras reservas do pré-sal. Até a retomada das Rodadas de Licitações, o setor perdeu a oportunidade de atrair investimentos, manteve estagnada a produção de petróleo e precisou importar derivados para suprir o atraso no desenvolvimento do parque de refino, que tem 98% da capacidade nas mãos da Petrobras.

O papel do regulador é sempre estar aberto a um diálogo com os agentes do setor. O objetivo é reduzir a assimetria de informação, que é um problema comum. Deve procurar regular e fiscalizar sempre preocupado em estimular a concorrência porque a maior proteção ao consumidor é a competição. Entretanto, os reguladores têm a missão adicional de dar segurança regulatória aos investidores. Enfim, as agências reguladoras não podem ser confundidas com agências de proteção aos consumidores. É importante ter autonomia e independência, prestando contas ao Congresso e não ao Executivo.

O Brasil tem sofrido, ao longo dos anos, com diversas intervenções regulatórias que reduziram a confiança dos investidores privados no mercado brasileiro.

A Medida Provisória (MP) 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, tentou reduzir artificialmente as tarifas do setor elétrico sem discutir de forma apropriada as medidas com os agentes do setor. Como consequência, houve prejuízo na segurança do abastecimento e na qualidade do serviço. Além disso, verificou-se um aumento das tarifas, comprovando que a medida produziu apenas insegurança regulatória. O custo da MP 579, segundo a Aneel, foi de cerca de R\$ 200 bilhões.

No final de maio de 2019, outro episódio reforçou a instabilidade jurídica para investidores privados. Uma liminar do ministro Edson Fachin, do STF, suspendeu a venda da participação da Petrobras na TAG, com base em liminar anterior do ministro Ricardo Lewandowski, que vinculava a venda das estatais e suas subsidiárias à autorização do Congresso, apesar do resultado da votação no plenário, que liberou a venda de subsidiárias sem a exigência de anuência do legislativo.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA **Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A segurança regulatória, sinteticamente compreendida como a estabilidade e o fiel cumprimento às normas e aos contratos vigentes, é o elemento básico e fundamental, para avalizar os investimentos necessários nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que tanto o Brasil precisa.

Perseguimos essa segurança, antes mesmo da publicação das normas, por meio da participação na formulação das regras de todos os atores envolvidos, mediante a realização de audiências públicas, que possibilitam a manifestação antecipada dos consumidores e dos agentes, e, também, pela transparência na tomada de decisão diante da transmissão, pela Internet, das Reuniões Deliberativas da Diretoria, além da prerrogativa da parte afetada de se manifestar no momento do julgamento de sua situação, por meio do instituto da sustentação oral.

Na ANEEL, somos pautados pelos valores de autonomia, compromisso com o interesse público, diálogo, imparcialidade, transparência e previsibilidade, adotando sempre decisões com a robustez técnica que o assunto merece.

Como consequência dessa atuação, percebemos que o Setor Elétrico atrai investidores nacionais e estrangeiros, que aqui enxergam oportunidades, diante de um ambiente de negócio seguro, com riscos mensuráveis e regras previsíveis.

Para além do cumprimento das normas e contratos, é papel do regulador buscar a atuação equilibrada que não impeça o desenvolvimento e as inovações, nem provoque a insegurança mediante o ativismo regulatório exacerbado. Não se trata de missão simples. Para obter êxito, é indispensável submeter previamente cada proposta às contribuições e às críticas da sociedade, sempre qualificando e quantificando cada escolha.

Para garantir ambiente estável e atrativo a investimentos, a ANEEL realiza a Análise de Impacto Regulatório – AIR em cada regulamento. A AIR avalia, baseada em evidências, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance aos objetivos pretendidos.

Dessa maneira, evitamos que os normativos sejam utilizados arbitrariamente sob o risco de causar efeitos nocivos aos mercados e aos agentes envolvidos. Essas análises prévias auxiliam os diretores da Agência na tomada de decisão e, em última instância, contribuem para que as ações regulatórias sejam efetivas e promovam o equilíbrio entre investidores, consumidores e agentes públicos.

Além disso, é essencial que o regulador monitore e avalie periodicamente a aplicabilidade de suas normas sob o binômio essencialidade e eficácia. Ou seja, cabe ao regulador verificar se determinado regulamento previamente editado está cumprindo a função para o qual foi editado. Esse processo sistemático de avaliação *ex post*, conhe-

cido como Avaliação do Resultado Regulatório – ARR, está em fase de implementação nas agências reguladoras e tende a se tornar mais relevante a cada ano.

Constatamos que a regulação setorial está se tornando mais sofisticada. Portanto, o processo de contínuo aperfeiçoamento é natural e salutar tanto para o regulador quanto para os regulados, reflexo da própria evolução da sociedade, das tecnologias e do arcabouço jurídico.

Destacamos que toda alteração regulatória deve, a princípio, ser prevista pela Agenda Regulatória. Nesse contexto, a construção participativa da Agenda Regulatória e a previsibilidade dos temas que serão objeto de atividade normativa no horizonte de dois anos contribuíram expressivamente para o estabelecimento de um ambiente de transparência e segurança regulatória.

A atual Agenda Regulatória, definida para o ciclo 2019-2020, por exemplo, contou, no processo de construção, com a participação de 43 contribuintes, que encaminharam 575 contribuições de aprimoramento para a ANEEL, cada uma delas analisada e respondida individualmente.

A Agenda permite que a sociedade saiba quando serão realizados os processos que envolvem participação pública, possibilitando melhor preparação para os momentos de contribuição e discussão.

Faculta também prever quando os novos regulamentos entrarão em vigor e quais etapas deverão ser observadas até esse momento. Por seu histórico e suas características, a Agenda Regulatória constitui instrumento que confere transparência e visibilidade ao processo normativo da Agência.

Uma alteração regulatória que merece destaque e evidencia a atuação precisa e robusta da ANEEL foi a mudança nos parâmetros dos leilões de transmissão para torná-los atrativos aos investidores. Entre 2013 e 2016, vários leilões tiveram lotes “vazios”, ou seja, sem proponentes, comprometendo a expansão e o planejamento do Setor Elétrico.

Diante dessa situação alarmante, a Agência adotou medidas para aprimorar a regulação, como o reposicionamento da Taxa de Remuneração do Capital (WACC), a introdução das cláusulas contratuais que tratam da Matriz de Riscos e a readequação dos prazos de execução das obras, de modo a se tornarem mais condizentes com o tempo necessário à obtenção dos diplomas ambientais.

Como resultado dessas medidas, destacamos o sucesso do último Leilão de Transmissão, realizado em dezembro de 2018, que atraiu empresas estrangeiras de 8 países, além de empresas nacionais, que em conjunto investirão R\$ 13,2 bilhões no Setor Elétrico.

Os maiores beneficiados pela atuação precisa da ANEEL foram os consumidores de energia, já que o processo competitivo proporcionado pelo Leilão resultou no maior deságio médio dos últimos 20 anos, representando economia média para os consumidores de R\$ 25 bilhões.

Por fim, ressaltamos o aprimoramento das regras da Resolução Normativa no 482/2012, que trata do Sistema de Compensação de Energia Elétrica e do acesso da micro e da minigeração distribuída.

As regras atuais permitem a instalação de pequenas centrais de geração em unidades consumidoras para compensação da energia consumida local-

mente ou em outras unidades sob a mesma titularidade, que representa expressivo avanço do Setor e empodera o consumidor de energia elétrica.

No entanto, ciente de que a expansão da geração distribuída pode gerar impactos relevantes na remuneração do serviço de distribuição e na tarifa dos demais consumidores que não aderiram a essa modalidade de geração, a ANEEL está discutindo com a sociedade aprimoramentos no regulamento.

Nessa discussão, temos prestigiado sempre a previsibilidade e a segurança regulatória, para garantir uma transição harmônica, que prestigie o direito do investidor o qual decidiu gerar a própria energia antes da entrada em vigor da nova regra, sem prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

AUGUSTO SALOMON

Presidente Executivo da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás)

A segurança regulatória é fundamental para qualquer setor. Para fazer novos investimentos, é necessário que os investidores tenham plena confiança nos órgãos reguladores.

Falando especificamente sobre o mercado de gás natural, hoje o setor é extremamente verticalizado e com forte presença do agente incumbente, um dos fatores que inibem o investimento em novas infraestruturas e o aumento do número de ofertantes de gás natural no mercado brasileiro. Isso mostra que o órgão regulador tem papel relevante no crescimento do mercado.

A questão do acesso às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento da produção, unidades de processamento e terminais de regaseifica-

ção), por exemplo, não está prevista na legislação vigente, portanto o agente incumbente não tem a obrigação de compartilhar a infraestrutura existente e permitir que outros agentes atuem, reduzindo a atratividade para investidores do setor. Por outro lado, apesar de não haver previsão legal não há nada que impeça o agente incumbente de negociar o acesso a essa infraestrutura para que outros agentes utilizem a capacidade ociosa da mesma, o que daria maior competitividade ao preço do gás.

Já em relação aos gasodutos de transporte, apesar de existir regulação adequada para esse elo da cadeia, a situação atual, em que o agente incumbente tem 100% da capacidade dos dutos contratada, não permite o acesso dos demais agentes.

Diante desse cenário, é importante que os órgãos reguladores pertinentes atuem para resolver esses entraves e permitam que haja concorrência no setor, o que possibilitará atrair novos investimentos e promover o crescimento do mercado de gás natural.

Para garantir um ambiente propício a novos investimentos, os órgãos reguladores devem ser independentes politicamente e financeiramente, possuir corpo técnico qualificado e atuar de forma pró-mercado. No caso do mercado de gás natural, é fundamental que o órgão regulador observe o disposto no Art. 25, §2º da Constituição Federal e o marco regulatório do setor.

Exemplos de alterações regulatórias que impactaram a segurança do ambiente de negócios no setor de energia são os diversos casos de by-pass nas distribuidoras locais de gás de canalizado, em que a regulação vigente não foi cumprida, e que resultam em tarifas maiores para os demais usuários, criando insegurança jurídica e inibindo investimentos.

Para a segurança regulatória do setor energético é fundamental um agente regulador fortalecido, que possa atuar de forma contundente para garantir o cumprimento da regulação vigente, e sinais econômicos adequados ao investimento.

MARCELO ARAÚJO **CEO da Ipiranga**

A segurança regulatória e o volume de investimentos são temas diretamente relacionados. Quanto maior a percepção do agente econômico com relação à previsibilidade dos impactos e reflexos das normas, regras e leis no seu negócio, maior a segurança regulatória, menor o "spread" de risco que será aplicado ao custo de capital e, portanto, melhor será a precificação pelo investidor. Por outro lado, a falta de previsibilidade causada por modificações regulatórias pontuais ou sem a devida análise lógica que a justifique, e também sem uma visão mais estrutural do mercado, causam instabilidade regulatória e desestimulam novos investimentos. O setor energético, por ser altamente regulado e de capital intensivo, não conseguirá atrair investimentos sem segurança regulatória. No que tange o segmento de distribuição de combustíveis, a carência de investimentos em infraestrutura é muito alta e, infelizmente, vivenciamos um período de grande instabilidade regulatória, o que tem um enorme potencial de atrasar ou afastar os investimentos necessários ao abastecimento do país.

Para garantir um ambiente propício a novos investimentos, os órgãos reguladores devem sempre prezar pela evolução regulatória, a partir dos princípios da liberdade comercial entre os agentes, isonomia competitiva, defesa do consumidor, respeito aos contratos, desburocratização, simplificação e, acima de tudo, transparência. Deve-se evitar alterações pontuais e buscar adequações estruturais, a

partir de uma visão sistêmica do setor regulado. É preciso entender o papel de cada um dos elos da cadeia e pautar suas decisões olhando para a evolução do mercado ao longo dos anos, sem o viés imediatista. Adicionalmente, os órgãos reguladores devem exercer, de forma coordenada e eficaz, o seu papel fiscalizatório de modo a mitigar a participação de oportunistas que causam diversos prejuízos ao mercado, ao erário e aos consumidores.

Ajustes regulatórios estruturados e coordenados são importantes para manter uma evolução constante do mercado, com forma de impedir excessos e abusos, mas devem sempre ser acompanhados do que tecnicamente se denomina “Análise de Impacto Regulatório”. Esta análise busca justamente aprofundar o estudo dos efeitos de alterações regulatórias, pois muitas delas, em uma primeira e superficial análise, indicam ganhos para o sistema, mas após estudos aprofundados demonstram causar enormes perdas. Um exemplo amplamente conhecido foi a edição, em 2012, da Medida Provisória 579, que buscava a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. Naquela época, o Governo acabou alterando drasticamente regras regulatórias do setor elétrico e, ao invés de fazer o custo da energia cair, provocou exatamente o oposto. Segundo dados da ANEEL, o aumento do custo para o sistema foi de R\$ 198,4 bilhões e a tarifa subiu 20% a mais do que a inflação.

O país corre o risco de passar por uma turbulência semelhante no setor de distribuição de combustíveis. Após a greve dos caminhoneiros, a pressão para redução do preço do diesel (e também da gasolina) aumentou, levando o Governo a buscar alternativas. O pacote colocado atualmente como opção para o setor de distribuição, liderado por medidas como a permissão da venda direta do etanol das usinas aos

postos e a verticalização parcial de agentes da cadeia, não ataca as necessidades sistêmicas do setor e possui alto potencial de provocar um enorme desarranjo no setor, com contração dos investimentos. Não se pode repetir o que aconteceu no setor elétrico alguns anos atrás. Para isso, o caminho a ser seguido deve passar primeiramente por uma maior clareza da abertura do mercado do refino, que será uma das maiores alterações estruturais do setor em 50 anos, e depois pela simplificação tributária dos combustíveis (em níveis estaduais e federal) e pela estabilidade regulatória para atração de investimentos em infraestrutura dutoviária, ferroviária e portuária.

DANIELA GARCIA GIACOBBO

Mestra em Direito da Regulação pela FGV Direito Rio

Eu atuo na área ambiental, em órgão do Sistema Nacional do Meio Ambiente, o qual necessita estar totalmente articulado com o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), principalmente no que toca os instrumentos de controle, que atuam na avaliação e na mitigação dos impactos ambientais, quando da implantação de um empreendimento, como o licenciamento ambiental.

O arcabouço jurídico-regulatório do Sisnama deve estar totalmente articulado com arcabouço jurídico-regulatório do SEB, mas não é essa realidade que se tem atualmente, infelizmente. Essa falta de articulação leva, inevitavelmente, a um cenário de insegurança jurídica que impacta o volume de investimentos, representando, muitas vezes, um entrave à consolidação do setor já estruturado e à expansão de novas modalidades de fonte, podendo afetar a governança ambiental e potencializar a judicialização.

São inúmeras leis e atos normativos que, muitas vezes, possuem conceitos jurídicos indeterminados e são desarticulados, tanto no âmbito do SEB e do

Sisnama, como dos demais sistemas regulados pelo Estado-Administração, como o fundiário, principalmente quando demandam a interveniência de outros órgãos e entidades, quando se trata de empreendimentos de transmissão de energia elétrica, por exemplo. Essa complexidade normativa cria insegurança jurídica e um cenário de maior judicialização.

O que acontece é que, diante da demora na sistematização – e, em especial, na regulamentação – da matéria ambiental, por meio da votação, pelo Legislativo, de uma lei-geral para o licenciamento ambiental, por exemplo, algumas tentativas de uniformização e otimização desse arcabouço jurídico-regulatório vêm sendo feitas por meio de normativos de natureza secundária, como resoluções, instruções normativas e portarias. Isso ocorre, em parte, pela necessidade justamente de dar orientação e uma maior segurança jurídica aos empreendedores, de modo a estabelecer diretrizes para a atuação quando da execução do licenciamento ambiental, por exemplo, embora essa tarefa legiferante seja de competência dos órgãos reguladores e não dos órgãos executivos ou de controle. Assim, entendo que a atuação deva se dar de forma articulada entre os sistemas, de modo a estimular investimentos, mas sempre com respeito à delimitação e à repartição de competências no exercício do poder regulador, o que, evidentemente, não se confunde com o exercício de funções tipicamente executivas, como as fiscalizatórias. A atuação do regulador deve ser deferente da atuação dos órgãos executores, justamente porque a matéria envolve certas especificações e explicitações que não são próprias de normas gerais e que tornam mais complexas a sua interpretação e aplicação, a partir de uma *expertise* que os órgãos executores têm.

Um setor para se desenvolver precisa do conhecimento das empresas e dos agentes públicos (pes-

quisa e desenvolvimento para exploração da atividade/produto e de toda a cadeia produtiva, bem como estudos aprofundados para aprimorar a tecnologia voltada a desenvolver a tipologia) e de um marco regulatório bem definido, com leis claras e prazos razoáveis para atrair investimentos e dar segurança aos agentes que nele atuam. No sistema ambiental, isso passa por aprimorar os instrumentos de avaliação e de mitigação dos impactos ambientais, sendo o licenciamento ambiental uma ferramenta importante. Contudo, a questão do marco regulatório é extremamente relevante no planejamento energético do país.

Tem-se o exemplo do setor de óleo e gás, no qual ocorreu a quebra do monopólio da Petrobras, no início da década de 90, necessitando de emenda constitucional para isso. Tal situação serviu para levantar o questionamento acerca da real importância do monopólio para o desenvolvimento do país, pois a produção saltou para bilhões de barris de petróleo diários após a abertura de mercado. A visão de maior competição dominou até a descoberta do pré-sal, quando um governo estatizante entendeu por reavaliar o marco regulatório da exploração, com a interrupção dos leilões, persistindo divergências quanto ao modelo regulatório e o papel da empresa.

Hoje, assiste-se a uma situação parecida, onde uma nova modalidade de geração de energia se prepara para inserir-se no Setor Elétrico Brasileiro, que é a energia eólica marítima ou *offshore*, que poderia ser equiparada a uma descoberta do pré-sal. O Brasil tem cerca de 9.000 km de costa, excelente qualidade de ventos, mas não há um marco regulatório para o setor. Qual o papel que o Estado vai ter nesse novo setor? De regulador ou estimulador do mercado entrante? Como ficarão os mercados *onshore*, já consolidados, haverá proteção? Como

se dará a outorga para a concessão da área e da forma de exploração, mediante licitação? Pois os leilões, como se sabe, estimulam a competitividade. Como será feito o licenciamento ambiental? Tudo isso precisa ser muito bem definido para que o mercado possa atuar e se desenvolver plenamente, com segurança jurídica. Ou seja, o Estado tem a função de desenvolver um arcabouço definido e organizado, em prol de um mercado aberto, de modo que possa oportunizar a atuação por meio de exploração e parcerias vantajosas para todos que têm *expertise* e capital para investir.

DAVID ZYLBERSZTAJN

Professor da Universidade Católica no Rio de Janeiro (PUC-Rio) e Sócio Sênior da DZ Negócios com Energia

Da Constituição de 1988 até a Lei das Concessões em 1995, era o Estado que planejava, construía e contratava. Logo, o Estado criava regras para ele mesmo. Existia monopólio de tudo: do setor elétrico, de óleo e gás, de telecomunicações, estradas, entre outros. Tudo era basicamente estatal. A regulamentação, portanto, era inteiramente tratada nos palácios e para grupos de interesse associados.

Como o governo decidiu, por um lado, privatizar o que tinha e, por outro, atrair investimentos privados, o órgão regulador passou a ser uma necessidade, para evitar um conflito de interesses entre quem criava a decisão e quem exercia o investimento. O órgão é um agente de estado (ele que estabelece e faz a gestão do contrato) e não do governo, pois a Constituição de 88 estipulou que a concessão só seria feita por licitação, da qual resulta um contrato de concessão. Se este contrato ficasse na mão do governo, o investidor estaria sujeito à possibilidade de não cumprimento do contrato por parte do concedente.

O respeito ao contrato é um dos pilares da segurança regulatória e o órgão regulador deve ter autonomia e ser qualificado perante o mercado, agindo de uma forma isenta independente do governo. É importante dizer que o governo estabelece as políticas, e que política setorial é coisa de governo. O órgão regulador não faz política, mas a partir do momento em que a política é materializada em uma licitação ou um contrato, o regulador passa a ter a responsabilidade. O governo, por outro lado, pode fechar as torneiras administrativas do regulador, dado que é ele quem repassa o dinheiro e aceita as contratações. O governo pode intervir, porém isso não deve ser feito de uma forma autoritária, como já aconteceu muitas vezes.

Desde as suas criações, as agências reguladoras passaram por diferentes momentos, o que as fez alterar e aprimorar o seu *modus operandi*. No início, elas tinham maior autonomia, mas durante o governo do PT, a independência das agências foi reduzida. O mercado, sabidamente, percebe essa oscilação de forma negativa. Se as regras estabelecidas para que o mercado se organize não forem boas e quem está encarregado de fazer cumprir as regras não tiver credibilidade, o investidor deixa de investir, pois não acredita que o seu dinheiro estará seguro ou que o investimento terá o retorno esperado.

O mercado demanda que haja o cumprimento das regras, mas isso nem sempre é respeitado no Brasil. Alguns exemplos de alterações regulatórias que impactaram a segurança do ambiente de negócios no setor energético podem ser citados, como a retirada das áreas de exploração da rodada em 2007 e a MP 579, que afetou diversos contratos. A omissão do CADE nesses últimos 20 anos também causou impactos no mercado de energia. Somente após a greve dos caminhoneiros (em

2018), o órgão se manifestou, publicando uma nota dizendo que talvez o monopólio pudesse ser prejudicial ao consumidor. Uma inação por parte de uma agência reguladora é tão prejudicial quanto uma ação equivocada.

EDVALDO SANTANA

Ex-Diretor da ANEEL e Diretor Executivo da NEAL (Negócios em Energia Associados Ltda)

A segurança regulatória é determinante para o volume e ritmo dos investimentos nos setores de infraestrutura, que requerem largos prazos de maturação e, portanto, estabilidade das regras. Isto pode ser mostrado com a evolução de alguns números, uma vez que o histórico conta muito. Em 2008, quando o Brasil obteve grau de investimento, um dos fundamentos para isso, segundo a agência de classificação de risco que o concedera, seria o ganho considerável de credibilidade do seu aparato regulatório, ainda que de forma lenta. Isto é, o Brasil conseguiu mostrar que as regras seriam cumpridas.

De fato, o horizonte em discussão compreende um período que vem desde 1996, quando foram criadas as primeiras agências reguladoras e quando teve início a maior liberalização da economia e a consolidação do conceito de regulação. No começo, era enorme a desconfiança, mas esta foi se reduzindo gradativamente, sobretudo quando algumas dessas agências mostraram que eram independentes, como foram os casos da ANATEL e da ANEEL, em 2003. A conduta exemplar da ANATEL, em 2003, que envolvia a disputa quanto ao índice a ser aplicado no reajuste dos contratos, é um bom e raro exemplo disso. A Agência lutou, até na Justiça, para mostrar que não se rendia ao governo. A partir de 2004, também em virtude dessa independência, aumentaram muito os investimentos.

No setor elétrico, por exemplo, a capacidade instalada de geração cresceu mais entre 2001 e 2015 do que nos 50 anos anteriores, o que é fenomenal, embora o Brasil nunca tenha deixado de lado suas confusões políticas. Mas nem tudo são boas notícias. Entre 2007 e 2008, ganhava corpo no setor elétrico o intervencionismo, com o governo a avançar sobre a fronteira do regulador. A segurança do sistema e as tarifas eram os campos de prova do governo, que, em certos casos, desprezava as atribuições do operador do sistema e da ANEEL. Em 2012, o Executivo que, de alguma maneira, faz parte da estrutura regulatória, passou a atropelar, com muita ênfase, diversas regras e regulamentos, enfraquecendo o que foi construído ao longo dos 15 anos anteriores. A insegurança jurídica ganhou corpo, com danos na segurança regulatória, o que desacelerou o ritmo dos investimentos no segmento de infraestrutura, e não apenas no setor energético.

Dessa forma, em relação aos órgãos reguladores, no Brasil, por infeliz tradição política que abrange a subordinação e o intervencionismo, não tem sido fácil a sua sobrevivência, sendo sempre culpados de alguma coisa. Por isto, ganha ainda mais relevância os três atributos de uma entidade reguladora, que são: autonomia institucional, capacitação técnica e independência. Esses três atributos são a essência de sua atuação, do contrário fracassará ou se transformará em uma fonte de ineficiência, como foi o caso da ANEEL, por exemplo, em 2012. Ao concordar com as diretrizes da Medida Provisória (MP) 579/2012, que alterava conceitos importantes e conduzia o setor elétrico para uma irracionalidade econômica jamais vista, a Agência comprometeu, de uma só vez, sua capacidade técnica e sua independência. É essencial que os reguladores – pessoas escolhidas para a condução dos órgãos reguladores – tenham pleno conhecimento do setor onde atuarão e mostrem que

são independentes. É a conduta dos reguladores e a sua independência que tornam uma agência independente. Essa independência é talvez o fator mais crítico para a criação de um ambiente propício para a atração de novos investimentos privados.

Já em relação a alterações regulatórias que impactaram a segurança do ambiente de negócios no setor energético, são vários os exemplos. Destacarei apenas os mais impactantes e mais recentes. O primeiro deles é a MP 579/2012, já mencionada. Nos quase 140 anos do setor elétrico, nunca uma norma ou regulamento, de qualquer natureza ou origem, causou tantos danos. Ao tentar reduzir artificialmente as tarifas, com fins eleitoreiros, o governo desorganizou completamente o setor, tornando-o irracional e quase sem conserto. Por exemplo, transferiu o risco hidrológico para os consumidores regulados ou cativos, que não têm como mitigar tais riscos. A consequência é devastadora. Cerca de 80% dos custos vinculados aos riscos hidrológicos já são de responsabilidade dos consumidores. Entre 2014 e 2018, isso representou algo como R\$ 60 bilhões. Mas este não foi o maior dano. A referida MP desprezava cláusulas de contratos de concessão, interpretando-a, com o apoio fundamental do regulador, como se as possíveis e já praticadas renovações desses contratos dependessem apenas da vontade do poder concedente. A subordinação do regulador, que atuou de forma diferente do que fizera antes, afetou de maneira muito negativa o ambiente de negócio, que também foi ferido pelo excesso de direitos residuais adquiridos pelo poder concedente, que podia tudo. A insegurança, resultante do oportunismo, aumentou os custos de transação ou custos dos contratos. Não fosse isto, os preços dos leilões decresceriam com mais rapidez, como ocorre no Chile e na Colômbia. O segundo exemplo está vinculado à Resolução nº 3/2013 do Conselho Nacional de Política Energé-

tica (CNPE). A resolução possui várias irregularidades. Uma delas é a criação de um encargo (o de serviço de sistemas, na modalidade segurança energética) sem qualquer determinação legal. Outra irregularidade consiste na criação de um despacho *ad hoc* de termelétricas, conhecido por despacho fora da ordem de mérito, que depende da interpretação do governo quanto ao que seria segurança energética e do que ela depende. A Resolução 3 do CNPE, em uma de suas versões, com fundamento na “melhor” repartição dos custos, chegou ao extremo de obrigar que as próprias usinas termelétricas, que seriam acionadas para garantir a segurança energética, pagassem também por sua geração, em uma “lógica” impensável. Foram quase 500 ações na justiça, um retrato fiel da insegurança jurídica e da instabilidade regulatória.

GLÓRIA MARINS

Gerente de Meio Ambiente da Ouro Preto Óleo e Gás

FERNANDA HARGREAVES

Consultora na Área de Meio Ambiente e Energias Renováveis

A segurança regulatória é condição essencial para a manutenção do volume de investimentos no setor energético como um todo, mas que depende de um bom ambiente político e econômico. No segmento de óleo e gás, fatores como a política de conteúdo local e a dificuldade de obtenção de licenças ambientais dentro dos prazos dos contratos de concessão para exploração e produção impactaram o volume de investimentos ao longo da última década.

No que se refere à política de conteúdo local, percebe-se que a problemática relacionada à insegurança regulatória tem origem na falta de um diagnóstico da capacidade existente na indústria brasileira de suprir as demandas do setor de petróleo. Um estudo desse tipo era imprescindível para subsidiar

as alterações propostas em 2003, quando se tornaram obrigatórios valores mínimos e máximos para o conteúdo local, como critério de avaliação das ofertas nos leilões, além do estabelecimento, por parte do órgão regulador, de multas pelo não cumprimento do acordado no contrato de concessão.

Talvez uma das grandes críticas ao processo de concessão de blocos exploratórios de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras esteja relacionada ao fato de que a assinatura de um contrato de concessão não garante a execução das atividades do programa exploratório mínimo, pois se faz necessária a obtenção das licenças ambientais pertinentes. Este tema com certeza traz insegurança aos agentes de mercado, tendo em vista o risco de negativa do licenciamento ambiental ou, ainda, de projetos cujos prazos de obtenção da licença ambiental extrapolam o prazo modelado para obtenção dos retornos financeiros associados à produção de possíveis descobertas decorrentes das atividades exploratórias em determinada concessão.

A inter-relação entre os órgãos reguladores e entre estes e a indústria constituem uma condição que favorece a manutenção de um ambiente que incentiva novos investimentos. Lógico que respeitando a área de atuação de cada um. A falta de comunicação e interação entre as agências reguladoras pode gerar distorções regulatórias. Especificamente no setor de óleo e gás, vivenciamos um momento em que a articulação entre as agências na busca da construção ou da reforma da regulação é notória. Um exemplo desse processo é a revisão da Resolução ANP nº 27/2006, que estabelecerá o regulamento técnico de descomissionamento de instalações de produção, que está sendo conduzida pela ANP com participação do IBAMA e da Marinha do Brasil, e com

o envolvimento dos representantes da indústria, via IBP. A valorização da participação dos agentes regulados, por meio das organizações que representam as indústrias, na estruturação de grupos de trabalho para discussão de novas resoluções, também tem sido um exercício positivo.

No caso da indústria do petróleo, passamos por um período de não realização de rodadas de licitações que desestimulou os investimentos estrangeiros no mercado brasileiro e fragilizou as empresas nacionais, que ficaram sem opções de investimento e não puderam diversificar o seu portfólio. O planejamento e divulgação dos leilões, como vem ocorrendo desde 2017, quando o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE aprovou o calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, concessão e partilha, e de campos terrestres maduros, previstas para acontecer entre 2017 e 2019 promove previsibilidade sobre a oferta de concessões no território brasileiro e, por conseguinte, favorece o processo de tomada de decisão por parte dos agentes de mercado quanto as possibilidades de investimentos.

Em relação ao conteúdo local, a boa notícia é que nos últimos três anos, essa política vem sendo alterada por se mostrar inadequada ao pleno exercício econômico-financeiro das atividades de exploração e produção de petróleo, o que já proporcionou novas oportunidades de negócios no Brasil, principalmente em relação a empresas estrangeiras. A simplificação das regras de conteúdo local para as rodadas de concessão e de partilha de produção, bem como o aditamento de contratos de concessão, foram medidas autorizadas pelo Conselho Nacional de Política Energética a partir de 2017. A assinatura de termos de ajustamento de conduta,

aplicados a eventuais descumprimentos das obrigações de conteúdo local de contratos cujas fases de exploração e produção já foram encerradas, ou seja, antes da revisão da regulação, é uma tentativa da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis - ANP de não executar as multas oriundas desses descumprimentos. Logo, trata-se de uma iniciativa importante do órgão regulador para a mitigação dos efeitos de uma política que era inexecutável para as empresas do setor.

Quanto ao processo de licenciamento ambiental das atividades marítimas de exploração e produção de petróleo, a Portaria MMA nº 422/2011 estabeleceu os procedimentos para cada tipologia de atividade, além de abrir a possibilidade da abertura de um único processo administrativo para empreendimentos similares, simultâneos e de operadores diferentes, localizados em uma mesma região e da implementação de programas ambientais regionais que podem ser compartilhados ou não entre empresas. Como resultado dessa inovação do processo de licenciamento, foram elaborados os diagnósticos ambientais conjuntos para algumas bacias da Margem Equatorial Brasileira. O estudo ambiental de caráter regional da bacia da Foz do Amazonas foi elaborado pelas empresas BP, Total e Enauta; o diagnóstico ambiental único da bacia de Barreirinhas foi uma iniciativa das empresas Ouro Preto, Shell, Premier, Petrobras, Chariot, Enauta e BP; e o diagnóstico ambiental conjunto da bacia do Ceará foi desenvolvido pelas empresas Premier e Chevron.

Com objetivo de promover a eficiência e aumentar a segurança jurídica nos processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, foi publicada a Portaria Interministerial nº 198, de 5 de abril de

2012 - iniciativa dos Ministérios do Meio Ambiente e das Minas e Energia – que institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS como um macro instrumento de planejamento de políticas públicas relacionada ao setor de óleo e gás a ser aplicado ao processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares brasileiras. A relação entre a AAAS e o processo licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos também é disciplinada por esta Portaria.

Não resta dúvida de que este novo modelo de avaliação ambiental prévia – a AAAS – constituiu uma alteração regulatória de grande relevância, capaz de antecipar eventuais restrições ambientais nas áreas exploratórias que pudessem trazer insegurança de caráter técnico e jurídico ao processo de licitação das concessões de petróleo e/ou gás natural, por se tratar de um macroprocesso de avaliação prévia de aptidão das áreas sedimentares. No entanto, chama atenção a morosidade da implantação desse modelo, pois somente agora estão sendo elaborados os primeiros Estudos de Ambiental de Área Sedimentar - EAAS: um na bacia terrestre do Solimões, contratado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e outro nas bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe contratado pela ANP. A previsão é que estes estudos sejam finalizados entre o terceiro trimestre deste ano e primeiro semestre de 2020.

De qualquer forma, “a coisa está andando” e esperamos que os resultados desses estudos promovam a diminuição da insegurança regulatória que acomete os agentes de mercado no momento da decisão acerca da aquisição de uma concessão e das incertezas advindas do processo de licenciamento ambiental.

GUSTAVO DE MARCHI

Presidente da Comissão Especial de Energia do Conselho Federal da OAB e Consultor Jurídico da FGV

A segurança regulatória é fundamental para permitir investimentos de longa maturação, sendo sua presença capaz de reduzir a remuneração necessária para a viabilização do investimento. Nesse sentido, a estabilidade das TIR e das obrigações regulatórias são fundamentais para trazer os maiores players internacionais para o mercado.

Transparência dos procedimentos licitatórios, estabilidade regulatória e ausência de mudanças abruptas e nocivas, como a MP nº 579/2012, devem ser prioridade, para que haja o fornecimento de energia a preços mais baratos para os consumidores brasileiros. A previsibilidade e a segurança regulatória são as grandes molas propulsoras para os investimentos externos no setor.

A relação entre investidores nacionais ou internacionais e órgãos reguladores deve ser republicana, sendo pautada por uma comunicação clara, previsível e isonômica. Com isso, devem as autoridades regulatórias evitar que os agentes busquem, individualmente, soluções (judicialização) de questões que demandem um tratamento coletivo e uniforme. Para tanto, é imprescindível uma atuação proativa, verdadeira regulação prudencial que antecipe eventuais desequilíbrios setoriais e proponha soluções justas acordadas com as garantias legais e constitucionais asseguradas aos investidores, agentes institucionais e consumidores.

Um grande exemplo de impacto na segurança do ambiente de negócios do setor energético foi a MP nº 579/2012, com consequências trágicas aos agentes setoriais e consumidores até hoje. Da mesma forma, mesmo não sendo propriamente uma mudança regulatória, as decisões judiciais sobre GSF (*Generation Scaling Factor*) têm o efeito prático de uma mudança regulatória, causando grandes prejuízos para os agentes setoriais, sobretudo aqueles dedicados à geração de energia renovável. Neste sentido, na liquidação de maio de 2019, os agentes setoriais que não possuem liminares relativas ao rateio da inadimplência, receberam apenas 9% dos seus créditos¹.

HELDER QUEIROZ PINTO JUNIOR

Professor do Instituto de Economia da UFRJ

Os investimentos em energia, dentre outras características, reúnem duas grandes especificidades: necessidade elevada de capital e longo prazo de maturação. Desse modo, a segurança regulatória confere ao investidor uma garantia de que as bases sobre as quais ele tomou as suas decisões serão preservadas no campo jurídico e regulatório. Portanto, trata-se de um aspecto indispensável ao processo de tomada de decisão de investimento, assim como os diferentes tipos de financiamento. Apesar disso, não elimina os riscos inerentes ao negócio.

Os órgãos reguladores devem estabelecer as resoluções que possam assegurar o menor custo normativo possível, tanto para os investidores, quanto para a própria agência. No caso brasileiro, parece indispensável promover uma simplificação dos procedimentos administrativos.

¹ https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_646842&_afLoop=85082261645591&_adf.ctrl-state=5atwpuk7m_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_646842%26_afLoop%3D85082261645591%26_adf.ctrl-state%3D5atwpuk7m_5

Há inúmeros casos de alterações que impactaram o ambiente de negócios, tanto no plano legal quanto no plano jurídico e regulatório. Como exemplo, pode-se citar a MP 579, no setor elétrico, e as mudanças legais e regulatórias para instauração do regime de partilha, no setor de petróleo. Mais recentemente, destaca-se a decisão sobre a venda de ativos de estatais, a qual ainda precisa passar pelo Supremo Tribunal Federal (STF). Todos esses exemplos representam freios à motivação para a tomada de decisão de investimento.

JADIR DIAS PROENÇA **Especialista Sênior em Regulação**

Desde a criação do Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação – Pro-Reg, em 2007, insistiu-se – em conjunto e parcerias com a OCDE, BID, União Europeia, e COFEMER do México - na melhoria da qualidade da regulação a partir da inserção, no cenário regulatório nacional, de boas práticas regulatórias (Análise do Impacto Regulatório – AIR, Agenda Regulatória, Planejamento Estratégico, Simplificação Administrativa, Administração e Controle do Estoque Regulatório, etc.).

O objetivo era garantir maior racionalidade (por meio da busca de evidências para a edição regulatória), eficiência, transparência e abertura para a participação de reguladores e regulados, além de garantir que as iniciativas regulatórias (e os respectivos contratos) possibilitassem a crescente confiança para investidores e, em especial, que o mercado pudesse fluir sem ser dirigido, ou mesmo substituído pela regulação, tal como ocorre na denominada “regulação mão-de-ferro”, dada pelo modelo regulatório de comando e controle, aliás, vigente em nosso país. Trata-se, no entanto, de um processo ainda incompleto.

Por outro lado, e sem menos importância, esforços foram e vêm sendo feitos no sentido de minimizar a

influência política lesiva do ambiente político. Contudo, também, sem muito sucesso até o presente. São evidentes as iniciativas que visam o controle da administração superior das agências com reflexos perniciosos na gestão regulatória, implicando em falhas, como:

- i.** na edição das normas;
- ii.** no ambiente de negócios (pouco propício à participação dos setores regulados);
- iii.** na implementação proforma das ferramentas voltadas para a reforma e a melhoria da qualidade da regulação preconizadas no ambiente internacional (OCDE, EU); e
- iv.** na vigência e na permanência dos contratos a médio e a longo prazos.

Uma outra questão é a complexa rigidez (e a rápida caducidade) das normas regulatórias diante da dinamicidade dos mercados. Em especial, no caso do setor elétrico, no que se refere à exploração de fontes alternativas de energia.

Mesmo com as deficiências apontadas e a necessidade de muitos avanços, os aprimoramentos regulatórios no Brasil têm contribuído para buscar a superação das imperfeições do mercado, bem como das assimetrias de informações, ainda fortemente presentes em nosso ambiente regulatório.

KELVIA ALBUQUERQUE **Assessora do Ministério da Economia**

Tendo em vista os efeitos incontestáveis do ambiente regulatório sobre as decisões de investimento, a atuação dos reguladores deve ser pautada pelos princípios de qualidade regulatória, a exemplo do que é observado em âmbito internacional. Entende-se que o desenvolvimento de um arcabouço regulatório orientado por estes princípios traz maior previsibilidade e estabilidade, permitindo que os investidores

possam tomar suas decisões apoiados em compromissos regulatórios críveis.

Nos últimos anos, o governo federal tem implementado ações para a disseminação dos princípios de qualidade regulatória já sedimentados em diversos países, em busca de um marco regulatório objetivo, imparcial, racional e consistente. Dentre estes princípios podemos mencionar:

- a.** Regulação baseada em evidências: objetivos claramente definidos, avaliar se a regulação é necessária e como ela pode ser mais efetiva e eficiente, considerar outros meios de regulação e identificar os *trade-offs* das diferentes alternativas analisadas para escolha da mais adequada;
- b.** Transparência e participação no processo regulatório: para garantir que os interessados e as partes afetadas pela regulação possam se manifestar a seu respeito;
- c.** Racionalidade: os benefícios econômicos, sociais e ambientais da regulação devem justificar seus custos, os custos para o regulador e, sobretudo, para os regulados; devem ser o menor possível para atingir o objetivo desejado;
- d.** Monitoramento e avaliação: monitorar os efeitos da regulação, elaborar estratégias para implementação responsiva e *enforcement* e avaliar se os objetivos inicialmente desejados estão sendo obtidos;
- e.** Gestão e revisão do estoque: avaliar frequentemente o estoque regulatório em vigor visando averiguar a pertinência de sua manutenção, atua-

lização ou revogação tendo em vista sua efetividade, consistência ou atualidade;

- f.** Coerência: Identificar questões regulatórias transversais, internamente e externamente à área de competência do regulador, para evitar a duplicação ou conflito de normas.
- g.** Agenda regulatória: Planejar e dar transparência aos temas que serão prioritariamente estudados pelo regulador num determinado período;
- h.** Dinamismo: capacidade de adaptar a regulação aos avanços tecnológicos e mercados destrutivos, de modo a não frear a inovação;
- i.** Convergência: promover, sempre que possível, a coerência com a regulação a nível global, de modo a não provocar distorções concorrenciais desnecessárias entre mercados nacionais e internacionais.

Note-se que a agenda de melhoria regulatória não é direcionada para um setor específico, mas para todos os reguladores. Inicialmente, o foco estava nas Agências Reguladoras, entretanto, o objetivo sempre foi expandi-lo para todos os órgãos/instituições com competência regulatória na Administração Direta e Indireta.

A intenção de avançar na institucionalização dos instrumentos de governança e de qualidade regulatória está refletida na Recomendação do Comitê Interministerial de Governança – CIG (Ata Reunião nº 03/2018)², no texto do recém aprovado PL das Agências Reguladoras (encaminhado para sanção presidencial)³ e na MP da Liberdade Econômica (MP 881/2019)⁴.

² http://www.casacivil.gov.br/governanca/copy_of_comite-interministerial-de-governanca

³ <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/134809>

⁴ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/Mpv/mpv881.htm

LUIZ CARVALHO

Diretor de Pesquisa da UBS

A segurança jurídica e regulatória é o primeiro ponto a ser analisado pelas empresas e investidores estrangeiros no momento de decidir fazer algum tipo de investimento em determinada localidade ou país. Quanto menor essa segurança, menores serão as aplicações de recursos.

Os órgãos reguladores devem avaliar não só o benefício para a sociedade, mas também olhar quais são os impactos eventuais de curto prazo das alterações regulatórias, ou seja, tentar implementar mudanças para trazer um ambiente mais competitivo, sem colocar em risco a segurança jurídica e regulatória da indústria.

Entre alterações regulatórias que impactaram a segurança do ambiente de negócios no setor energético, uma das mais relevantes foi a interferência do governo federal nos preços de combustíveis, seja por meio da Petrobras ou de determinado subsídio, como ocorrido, por exemplo, no ano passado. Essa interferência causou grandes danos aos investimentos no país.

LUIZ EDUARDO BARATA FERREIRA

Diretor Geral do ONS

A segurança regulatória é fundamental para a atração de investimentos em todos os setores da economia, principalmente o de energia, que é extremamente regulado. Quando se tem um ambiente com segurança e estabilidade regulatória, os investidores, sejam nacionais ou estrangeiros, têm maior apetite para aportar recursos no setor.

No caso particular do setor elétrico, em que a chegada dos investimentos se dá principalmente

através de leilões, quanto mais estáveis forem as regulações, maior a possibilidade de se ter um maior número de concorrentes e investidores. Isso aumenta a competição e tende a reduzir os preços tanto da geração quanto da transmissão de energia elétrica, propiciando um ambiente sustentável e de apoio para a economia.

Um exemplo recente que impactou o setor foram os leilões no segmento de transmissão de energia elétrica nos anos de 2015 e 2016. Foram realizados vários leilões naquela época, com lotes esvaziados ou com baixo interesse por parte dos investidores.

De forma a mudar este cenário, foram realizados ajustes no WACC, que é a taxa regulatória de remuneração de capital, e o resultado foi justamente o sucesso dos leilões de transmissão de 2017 e 2018. Nesses certames todos os lotes foram vendidos, a competição foi forte e tivemos a presença de investidores de porte, brasileiros e internacionais. Logo, isso nos faz crer que o processo regulatório no ambiente de transmissão de energia elétrica está adequado e traz bons resultados.

Nos últimos anos, no entanto, tivemos alguns problemas que impactaram a segurança do ambiente de negócio, como a Portaria N° 455 do MME, quanto a Resolução CNPE 03, que levaram o assunto para o poder judiciário. A Portaria 455, posteriormente revogada, exigia que os registros dos contratos fossem realizados antes do início da entrega de energia. Já a resolução CNPE 03 estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e de formação de preço e mudou a forma de rateio dos custos das usinas despachadas fora da ordem de mérito.

Outro exemplo que merece destaque é o travamento do mercado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica devido a um problema regulatório ainda não resolvido, o GSF. Desde 2016, a liquidação do mercado de curto prazo do setor elétrico está muito abaixo dos valores apurados. O tema também foi levado ao poder judiciário, que concedeu diversas liminares para segmentos do mercado. Agora, com a aprovação do Projeto de Lei 10.895 estamos próximos de ter uma solução para a questão do risco hidrológico.

No caso específico do setor de energia elétrica, para avançarmos e termos um setor cada vez mais maduro é preciso que tenhamos sinais adequados de preço da energia. No entanto, para isso, as evoluções regulatórias precisam ser contínuas e acompanhar as mudanças, que acontecem rapidamente e podem ser de cunho disruptivo.

É importante observar também que esse processo de amadurecimento passa pela redução no patamar de judicialização. Obviamente, defendemos que todos podem recorrer à Justiça, mas o ideal seria, primeiramente, esgotar o conflito no setor, em nível administrativo.

Isso nos leva à conclusão de que a agência reguladora e o poder concedente têm que atuar no sentido de sempre manter as regras bem claras e estáveis, de modo a assegurar o cumprimento dos contratos, procurando, tanto quanto possível, não afetar os contratos já existentes. Outras ações fundamentais são manter um diálogo aberto e transparente com os agentes e com os potenciais investidores antes de implementar qualquer mudança na norma vigente, além de estabelecer um período de transição de forma que todos possam se preparar para as alterações.

Em síntese, precisamos ter um setor que tenha regras claras, estáveis e que sejam simples, pois a complexidade nas regras dificulta a atração de capital estrangeiro. Logo, transparência, previsibilidade e simplicidade são os elementos-chave para garantir um ambiente propício a novos investimentos.

MAGDA CHAMBRIARD **Ex-Diretora Geral da ANP e Consultora Especial da FGV Energia**

Em primeiro lugar, vamos definir segurança regulatória. Quando falamos disso, em geral pensamos em agência reguladora, mas na verdade não é só isso. A segurança regulatória que o investidor externo pretende enxergar no país é todo o arcabouço legal do país (leis, decretos, medidas provisórias), que se desdobra em uma legislação infra legal (resoluções das agências). Esse arcabouço regulatório depende de ações dos Ministérios da Economia, Planejamento, Infraestrutura, Ciência e Tecnologia, Meio Ambiente e não somente do de Minas e Energia. Então, o que você enxerga como ação das agências reguladoras é um reflexo da segurança institucional do país.

O que o investidor externo ou interno quer saber é se o país vai mudar de ideia e quando isto vai ocorrer. No caso do setor de petróleo e gás, isso é delicado pelo fato de a Petrobras ser um agente que não é legalmente monopolista, mas que ainda é o principal *player*. Ela é detentora de mais de 90% da produção de óleo nacional (como operadora), controladora dos grandes contratos de prestação de serviços e, portanto, monopolizadora da infraestrutura que viabiliza essa produção. No caso do gás, ainda há o agravante de a Petrobras ter o mercado, o que para o gás é muito relevante.

No caso de novos operadores, para as *majors* não há problema. Como os projetos em geral são de grande

porte, além de o mercado internacional acomodar esse óleo com facilidade, dado o volume de investimentos, essas operadoras conseguem ancorar a prestação de serviços. No caso do pequeno operador, no entanto, o “efeito Petrobras” é praticamente inviabilizador. O operador pequeno não consegue encher um navio de óleo para exportar, lidar com as refinarias (em maioria da Petrobras) e a prestação de serviços. Então, seu único mercado torna-se a Petrobras, que estabelece seus próprios preços.

Além disso, um grande problema desse “efeito Petrobras” é quando ela muda de ideia. Ela compra e vende campos, compra e vende a produção desses campos, demanda serviços no Brasil e no exterior, altera o preço nas refinarias. Essas ações atraem ou afastam investimentos no país em tancagem, novas refinarias, em pequenos campos e em diversos setores prestadores de serviços. Como encaixar isso na questão regulatória? Um agente monopolista que muda de ideia é uma incerteza regulatória grande.

E faz com que o novo player, ao chegar no Brasil, queira ser melhor amigo da Petrobras, independentemente do tamanho da empresa. Querem utilizar toda a infraestrutura existente da Petrobras. Os grandes conseguem exercer esse papel com certa folga, dada a sua escala, mas o pequeno tem muitas dificuldades.

Um bom exemplo disso no mercado de gás é a decisão de venda de dutos da Petrobras para a Brooklyn. Nesse acordo de venda, a Brooklyn tem que comprar o gás da Petrobras e ela tem o direito prioritário de passagem por vários anos, com possibilidade de renovação. Então, se a Brooklyn não investir em expansão de capacidade do duto, outro agente não poderá entrar e a carga vai ficar toda com a Petrobras. Em resumo, o duto continua teoricamente dela. O caso da Engie será o mesmo.

Diversas interferências foram realizadas no setor, comprometendo a segurança regulatória, como o fim do operador único e as mudanças na política de conteúdo local, por exemplo.

Não há dúvida de que é necessária a coexistência de investimentos nacionais e estrangeiros para se desenvolver o país. Contudo, se os movimentos indicam radicalização para um lado ou para o outro, o “lado desassistido” não investe e o país perde. Briga-se daqui e dali, mas quando há coerência na repartição do bolo, o país angaria confiança. Quando se toma partido, angaria-se insegurança, qualquer que seja o lado escolhido. O próprio lado beneficiado percebe que a sua vitória pode ser momentânea. As ações precisam ser planejadas, de longo prazo, e demonstrar equilíbrio e solidez.

No que tange os financiamentos, a origem do recurso induz a origem do fornecimento de bens e serviços. Se o financiamento vier da China, os chineses vão querer compromissos com equipamentos chineses. Isso ocorre em todos os países. Ocorre que nosso dinheiro é caríssimo e o país está quebrado. Ou seja, precisa-se de financiamento externo. Se não houver um apoio governamental, que deixe claro que investimentos são bem-vindos, mas que é preciso uma via de mão dupla de governo a governo, isso não será feito companhia a companhia. Então, a indústria nacional não consegue se desenvolver.

A insegurança regulatória, portanto, não está relacionada apenas à resolução da ANP ou de qualquer outra agência reguladora, mas depende das decisões do país como um todo. Se uma empresa não confia no país, ela não fará negócio nele, independentemente da existência de regras. Se houver um outro país mais confiável, é ele que vai levar o negócio.

Além disso, a desconfiança gera aumento de custos. No caso de um ativo grande de E&P, as empresas topam esse risco porque o retorno é alto. Os portfólios, então, passam a priorizar projetos com alto retorno, e aqueles menores não acontecem. Com isso, hoje há uma carteira pequena de projetos muito atrativos, uma mediana e um montante grande de projetos menos atrativos que estão sendo inviabilizados por essa priorização. Quanto maior for o risco, menor será o portfólio de projetos viáveis. Isso independente da regulação. Todos os outros projetos que não forem nas áreas com alto potencial de petróleo e gás têm grande chance de ir para outros países, se não houver decisão governamental viável para mitigar esse efeito. E isso inclui refino, montagem de dutos e fabricação de bens.

Um exemplo claro ocorreu no caso das áreas na Foz do Amazonas. O CNPE aprovou as áreas, as quais foram licitadas, o país recebeu os altos bônus de assinatura, mas as empresas ficaram sujeitas ao órgão regulador ambiental, que pode simplesmente negar a licença. Isso desestimula diversas companhias de adquirir áreas de nova fronteira.

Só há uma forma de os órgãos reguladores garantirem um ambiente propício a novos investimentos, que é a união entre eles. Tal união precisa ser coesa, apoiada pelo governo central, e este precisa entender que isso não é intervenção de mercado. Em governos passados, o mercado se preocupou muito com intervenção, mas passados anos e anos, nada aconteceu à revelia da Petrobras. Hoje, a novidade é que o poder central parece entender que é preciso formar alianças. É preciso juntar forças e esforços, agrupando ANP, MME, CADE e CNPE, com o aval do poder central.

Outro fator muito importante é a assimetria de informação. Deve-se fazer um esforço grande para reduzi-la. Para a sociedade, esse é um elemento valioso. Se o governo quiser romper de fato o monopólio, dado o amplo acesso à mídia, essa via é absolutamente necessária.

MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA **Secretária-Executiva do Ministério de Minas e Energia (MME)**

A segurança regulatória, juntamente com a boa governança e com a previsibilidade nas ações, são pilares fundamentais para induzir a expansão dos investimentos no Brasil, porque essas características são indispensáveis para sustentar as expectativas dos agentes e sua precificação de risco.

Assim como em todo o setor de infraestrutura, os investimentos realizados no setor energético têm por características serem intensivos em capital e, geralmente, com longo prazo de maturação, embora as novas tecnologias, mais modulares, venham diversificando um pouco esse cenário. Portanto, a existência de regras estáveis, o respeito aos contratos, a garantia dos recebíveis e a sustentabilidade e a estabilidade do ambiente de negócios são pressupostos essenciais que fazem aumentar ou diminuir o volume de investimentos no setor energético.

Nesse sentido, os órgãos reguladores devem ter a sua atuação pautada na transparência e na busca por eficiência, características estas, que conduzirão ao principal ativo do regulador, que é a legitimidade de suas decisões. O ambiente empresarial espera que os órgãos reguladores estabeleçam as “regras do jogo” e preservem o ambiente propício ao “desenrolar da partida” que será jogada pelos agentes do mercado, por meio dos investimentos e negócios que precisam de liberdade para ocorrer.

Outro ponto fundamental neste ambiente de liberdade promovido pela regulação é que a burocracia deve ser a menor possível, estabelecendo limites e zelando para que os agentes atuem dentro destes limites.

Além disso, é muito importante que os órgãos reguladores atuem considerando os interesses de todos os stakeholders envolvidos num setor, como consumidores, agentes setoriais, os formuladores de políticas públicas, investidores e a sociedade de maneira geral. Para tanto, são de extrema importância as Análises de Impacto Regulatório que as agências vêm desenvolvendo antes de propor alterações nas regras.

Especificamente no setor de Minas e Energia, temos tido boas experiências com agências reguladoras que são referências de atuação transparente e pautada na eficiência, em especial, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Agência Nacional do Petróleo – ANP. O benchmark que essas agências criaram vem contribuindo para a estruturação da recém-criada Agência Nacional de Mineração, que, aos poucos, ganha corpo e legitimidade perante os agentes do setor mineral.

A criação do Novo Modelo do setor elétrico, em 2004, pode ser citada como exemplo positivo de modificação regulatória. O Novo Modelo impactou positivamente o mercado de energia ao criar as bases para expansão do setor elétrico, por meio do estabelecimento do mecanismo de leilões regulados, no qual o governo apresenta a demanda centralizada das distribuidoras, que contratam energia em nome de cerca de 70% do mercado de

energia brasileiro, oferecendo contratos de longo prazo (entre 15 e 35 anos), os quais vêm viabilizando econômica e financeiramente novos empreendimentos de geração e a diversificação da matriz elétrica brasileira.

PATRÍCIA SAMPAIO **Professora da FGV Direito**

A segurança jurídica tem impacto direto na atração de investimentos de uma forma geral. Merece menção que no *Global Competitiveness Report 2018*⁵, do Fórum Econômico Mundial, o Brasil ocupa a 93ª posição no que tange ao pilar Instituições⁶. O ambiente institucional tem pesado negativamente na capacidade do país de atrair investimentos, merecendo ainda menção que o país ocupou o 80º lugar em transparência.

No caso do setor elétrico, a medida provisória 579/2012⁷ pode ser citada como uma alteração regulatória que trouxe insegurança jurídica ao setor, não tendo sido previamente discutida com o mercado e a sociedade. Essa medida provisória autorizou a antecipação da renovação de diversas concessões, sujeita à adoção de um sistema de quotas (com remuneração apenas de O&M acrescido de taxa remuneratória às usinas geradoras cujos contratos foram renovados) e, ainda, alterou a forma de cálculo de indenização pelos ativos não amortizados das concessões renovadas, adotando-se o sistema de valor novo de reposição.

A governança tem alta relevância para a atração de investimentos. Nesse sentido, citam-se como elementos fundamentais a esse processo:

⁵ <http://reports.weforum.org/global-competitiveness-report-2018/country-economy-profiles/#economy=BRA>

⁶ <http://reports.weforum.org/global-competitiveness-report-2018/competitiveness-rankings/#series=GCI4.A.01>

⁷ <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=555727>

- Clareza na atribuição das funções de cada órgão ou entidade estatal;
- Nomeação de diretores com elevada capacidade técnica e reputação;
- Consulta aos stakeholders previamente à tomada de decisões de elevado impacto para o setor;
- Racionalidade no processo decisório, com a adoção de instrumentos como análise de impacto regulatório;
- Revisão do estoque regulatório para maior clareza das normas em vigor;
- Sessões públicas de julgamento;
- Facilidade no acesso à informação por meio de sites eletrônicos claros e de fácil acesso;
- Publicação de pautas, atas de reuniões e respectivas decisões.

As agências reguladoras federais têm crescentemente aderido aos princípios acima, ainda que estando em diferentes níveis de maturidade. A recente aprovação da lei geral das agências reguladoras no Congresso Nacional⁸, que aguarda sanção presidencial, aponta no sentido de aprimorar o ambiente regulatório, o que acreditamos que terá impactos positivos na atração de investimentos.

WILSON FERREIRA **Presidente da Eletrobras**

O impacto da segurança regulatória no volume de investimentos no setor energético é significativo, uma vez que a estabilidade regulatória e a segurança jurídica incentivam a realização de investimentos no setor por parte de empresas privadas do país e do exterior. As empresas estrangeiras em atuação no Brasil demonstraram recentemente muito apetite. Vimos movimentos de expansão de

empresas como Enel (italiana), State Grid e CTG (chinesas) e Engie (franco-belga). Então, observo que o mercado internacional percebe o país como uma grande oportunidade de negócios. Nas áreas de geração e transmissão de energia, os investimentos estão sendo feitos através dos leilões, com sucesso e grande disputa, o que mostra que o modelo regulatório atual está sendo capaz de atrair capital privado nacional e internacional.

O desenvolvimento das normas deve ser transparente. É importante que haja evolução para acompanhar as transformações decorrentes das evoluções tecnológicas e sociais, mas as mudanças devem ser debatidas em audiências públicas, para que haja contribuição de todos os agentes envolvidos, com discussão tempestiva a respeito das soluções apresentadas. Além disso, é fundamental que haja um cuidado bastante criterioso com o período de transição, nos casos de mudanças significativas. Não se pode desconsiderar os direitos já adquiridos, pois esta é a única forma de proteger o investimento passado – o que é essencial para assegurar a segurança necessária à criação de um ambiente propício aos novos investimentos. A evolução do cenário regulatório jamais pode comprometer a rentabilidade dos investimentos passados. E assegurar isso só é possível diante de um processo de discussão transparente e público, que dê voz a todos os agentes envolvidos.

Um exemplo recente e muito expressivo de uma condução malsucedida foi a criação da Medida Provisória 579, em 2012, pelo governo federal. Ela estabeleceu novas condições para que concessões de hidrelétricas e linhas de transmissão que vence-

⁸ <http://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2019-05/senado-aprova-lei-geral-das-agencias-reguladoras>

riam entre 2013 e 2015 fossem renovadas antecipadamente por 30 anos, desde que fossem aceitas as regras propostas pela medida. A principal regra estabelecida foi a redução do preço da energia para o consumidor final. A energia gerada pelas usinas com a renovação antecipada foi transformada em cotas a serem negociadas no mercado regulado. As tarifas foram reduzidas de R\$ 100 o megawatt-hora para cerca de R\$ 35.

A remuneração só levaria em conta os seus custos de operação e manutenção. Na época, o entendimento do governo era de que o investimento nas usinas já estava amortizado, e, por isso, era possível vender energia mais barata. Uma das consequências da MP 579/12 foi o repasse do risco hidrológico para o consumidor, que passou a arcar com o custo do acionamento de usinas térmicas (que produzem energia mais cara), quando ele é necessário, sob a forma de bandeiras tarifárias. O consumidor passou, então, a ter reajustes na conta de luz baseados no déficit hídrico, e a pagar tarifas mais altas do que o patamar anterior ao regime de cotas.

Ao todo, 14 usinas da Eletrobras estão sob o regime de cotas. As perdas com a MP 579 causaram prejuízos de mais de R\$ 30 bilhões à empresa, entre 2012

e 2015. A decisão da Eletrobras de renovar os contratos de suas usinas nos termos oferecidos pela MP 579 trouxe graves prejuízos à empresa. Só no ano de 2012, Chesf e Furnas, as duas empresas do grupo Eletrobras mais atingidas pela medida, tiveram perdas no resultado operacional de R\$ 10,3 bilhões. Outro aspecto que se pode destacar é que, nos últimos anos, aumentou muito o impacto do risco hidrológico no sistema elétrico brasileiro. De um lado, a evolução de nossa matriz energética trouxe o aumento da participação das fontes intermitentes. De outro, houve mudança no próprio regime hidrológico. O risco, que era inferior a 5% quando as usinas de que hoje o Brasil dispõe foram construídas, disparou. Essas mudanças não foram acompanhadas de uma necessária evolução regulatória no tema. Todas as nossas usinas estão desde então operando com prejuízos, o que afasta os seus investidores de novos investimentos.

É por isso que esta questão é considerada prioritária pelo governo atual, que vem trabalhando fortemente para endereçar uma solução para o chamado GSF, que é o risco que afeta os produtores independentes, e também para o regime de das cotas, que repassou integralmente aos consumidores o risco hidrológico associado às usinas que passaram a operar nesse regime a partir da MP 579.

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



OPINIÃO

Segurança Regulatória no Downstream: *this is the way, step inside...*

Por Fernanda Delgado e Henrique Sonja*

Aparentemente, a criação da Petrobras objetivava a exploração do potencial petrolífero brasileiro. No entanto, a companhia foi criada com a função estratégica de reduzir a dependência externa do país em derivados de petróleo. Depois de mais de 60 anos, o Brasil tem atualmente a 8ª maior indústria de refino do mundo, contando com 17 refinarias, sendo 13 da Petrobras. Paradoxalmente, o país enfrenta déficit no suprimento de seus derivados. Além de gasolina e diesel, que em meses de 2018 atingiram cerca de 20% e 37% de déficit, o país também é importador líquido de nafta petroquímica, que atualmente tem aproximadamente 70% de seu fornecimento de fontes estrangeiras.

No que tange à oferta de petróleo, em 2018, foram produzidos em média 2,6 milhões de barris por dia, sendo mais da metade proveniente do pré-sal. Para 2027, a expectativa, segundo dados da EPE, é de que a produção de petróleo atingirá até cinco milhões de barris por dia, sendo quatro milhões de

barris por dia provenientes do pré-sal. Para derivados, projeta-se que a demanda por diesel crescerá de 145 Mm³/dia para 181 Mm³/dia enquanto que a de gasolina diminuirá de 87 Mm³/dia para 82 Mm³/dia.

Tal cenário poderia ser um chamativo para investidores estrangeiros, porém o país sofre com falta de infraestrutura específica e insegurança regulatória, além do monopólio da Petrobras. A estatal, com seu atual plano de desinvestimentos, que foca na recuperação da sustentabilidade financeira da empresa, projeta a venda de oito refinarias, abrindo caminho para o investidor privado no cenário de refino brasileiro, caminhando de um monopólio para uma estrutura de mercado de preços livres (apesar de a lei já prever preços livres desde 2002).

Desde 2016, a política de preços da Petrobras para gasolina e diesel utiliza dois fatores como base para seus cálculos: a paridade internacional

(PPI), formado pelas cotações internacionais destes produtos mais os custos de frete, custos internos de transporte e taxas portuárias; e uma margem para remunerar riscos inerentes à operação, como volatilidade do câmbio e dos preços. Como o mercado é teoricamente livre, a paridade é necessária pois há a alternativa de importação dos produtos.

A partir de 2019, a alta registrada do diesel nas refinarias não foi repassada integralmente para o preço na bomba, ou seja, refletem margens apertadas e não há muito espaço para segurar as flutuações do mercado internacional, sob pena de se fechar as janelas de importação, o que já vem ocorrendo com frequência desde janeiro. Além disso, há o problema da assimetria no tempo e no valor dos reajustes de preços ao consumidor. Conforme visto na literatura, existem assimetrias na transmissão do preço do diesel entre o atacado (refinarias e distribuidoras) e os consumidores finais. Enquanto choques positivos nos preços do atacado são repassados quase que totalmente no mês do choque, as reduções são repassadas de modo bem mais lento.

Juntando-se ao cenário econômico atual e ao risco político, o Brasil – quase – passou por uma segunda greve dos caminhoneiros em abril de 2019, semelhante à de maio de 2018, quando insatisfeitos com o preço do diesel e com a queda do faturamento/oferta, devido a alguns fatores como o preço do barril do petróleo, a crise econômica internacional, a operação Lava-Jato e as condições adversas do setor do petróleo nacional, os caminhoneiros fizeram uma paralisação. Algumas medidas foram tomadas pelo governo Temer para remediar a situação, entre elas a subvenção do preço do diesel. Já em 2019, no governo Bolsonaro, a ameaça de greve foi contornada com uma interferência do governo no preço do diesel praticado pela Petrobras.

O cenário demonstra que, mesmo com a abertura do mercado ocorrida em 1999, esse segue fechado sob a égide da Petrobras, com 98% da capacidade de refino do país. Neste contexto, é fundamental a criação de ambiente propício à atração de investimentos para o desenvolvimento de uma indústria de *mids-tream* que suporte a agregação de valor às riquezas naturais que o país dispõe e abasteça o mercado com competitividade e segurança no suprimento.

Assim, uma política de preços de derivados de mercado, sem interferência do Estado, mitiga os riscos e cria atratividade aos ativos. Além disso, pelo caráter global da indústria de refino, é importante que haja condições que sejam comparáveis e adequadas às observadas internacionalmente. Adjacente e com impactos significativos decorrentes da precificação de combustíveis, a indústria de etanol também enfrenta um processo de redução de investimentos e desafios financeiros nas companhias produtoras.

Como substituto na matriz de combustíveis da maior parte da frota brasileira de veículos que é flex, a demanda de etanol e o incentivo a novos investimentos fica comprometida. Prova disto foi que em 2017 e 2018 o Brasil, que anteriormente se projetava como grande produtor deste combustível, bateu recordes de importação.

Outro ponto importante, a reforma tributária, pode contribuir para a criação de ambiente mais propício à manutenção dos ativos em operação e também para a concretização de novos investimentos. É importante destacar que a carga tributária complexa e excessiva limita a prosperidade dos negócios e implica em revisão das operações e aumento de custo para as empresas, não somente do setor de óleo e gás, mas também de maneira geral na economia.

Vale destacar também o momento que o setor de gás natural vive, permeado por grandes mudanças, que podem criar ambiente igualmente competitivo e de atração de investimentos. É fundamental observar que a mesma transformação de mercado com concentração da Petrobras também merece atenção. A criação de uma indústria de *midstream* também é fundamental e pode evitar que os efeitos previstos com a abertura da indústria de petróleo em 1999, não tenham o mesmo ritmo de modificação observado no refino brasileiro. A introdução adequada do gás natural com qualidade e segurança de suprimento além de introduzir maiores oportunidades

para o mercado também contribui para a redução dos gases causadores do efeito estufa.

Em suma, priorizar a construção de um ambiente jurídico e regulatoriamente estável e com política de preços atrelada ao mercado internacional propicia, não somente o retorno dos investimentos que o país precisa no refino, mas também traz competitividade aos mercados e contribui para o aproveitamento dos recursos naturais por meio da geração de valor e atração de novos agentes ao mercado. Um ciclo virtuoso em que ganham a sociedade, a indústria, o mercado e a economia do país.



Fernanda Delgado é Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval e à Escola Superior de Guerra. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, *Downstream*, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



Henrique Sonja Pereira Penha é formado em engenharia mecânica pela FEI com mestrado em energia pela USP e especialização em negociação pela FGV. Tem experiência de mais de 10 anos nos setores de energia e petroquímica, tendo atuado em consultoria do setor de energia e como responsável pelas áreas de combustíveis e, desde 2016, pela área de matéria-prima nacional na Braskem. Acumula experiência em projetos de energia, regulação de petróleo e gás, desenvolvimento de fornecedores de gás, carvão, óleo combustível e matérias-primas no Brasil, além de operação de suprimento de nafta, etano e propano entre outros. É membro do Conselho de Petróleo e Gás da FIRJAN e representante da Braskem em associações e entidades do setor.

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



OPINIÃO

Análise do Impacto Regulatório na expansão da MMGD

Por Gláucia Fernandes*

No Brasil, a micro e a minigeração distribuídas (MMGD) foram regulamentadas com a Resolução Normativa 482/2012, que instituiu o modelo de *net-metering*¹ no país.

O regulamento foi aprimorado em 2015 pela RN 687, de modo a impulsionar o avanço da MMGD, para que esse tipo de geração se tornasse viável para um número maior de unidades consumidoras².

Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. A instalação de GD pode ser feita seguindo o modelo de negócio de (i) geração no local de

consumo, (ii) autoconsumo remoto, (iii) múltiplas unidades consumidoras, ou (iv) geração compartilhada, reunidas em consórcio ou cooperativa³.

A criação das três últimas modalidades após 2015 foi uma grande evolução do setor. Na modalidade de autoconsumo remoto, o consumidor pode instalar seu sistema gerador em local diferente do local de consumo, desde que dentro da área de concessão da mesma distribuidora. No caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, como condomínios, os consumidores podem se unir para instalar um micro ou minigerador central e compartilhar da energia gerada. Já a geração compartilhada ocorre quando dois ou mais consu-

¹ O *net-metering* é um mecanismo de incentivo baseado no sistema de compensação de energia elétrica, no qual o consumidor passa a produzir energia que é usada para abastecer o consumo da unidade.

² <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.

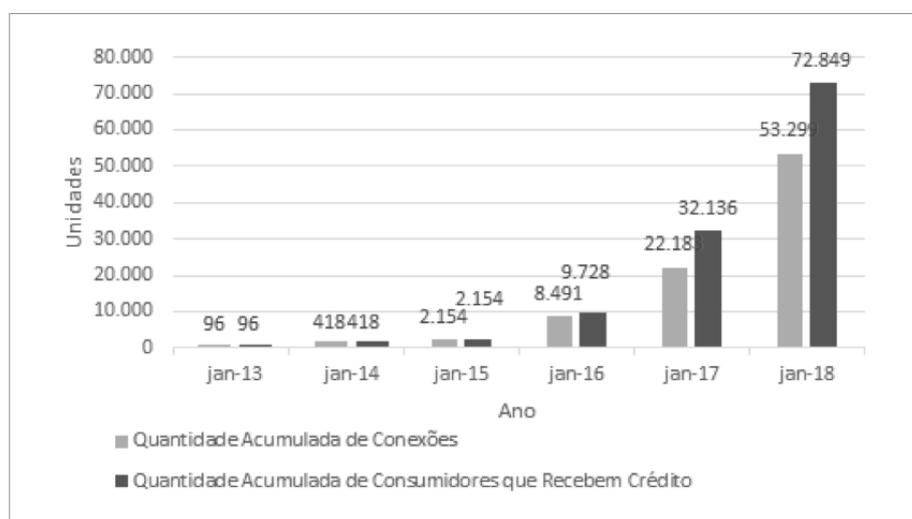
³ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

midores se unem através de consórcio ou cooperativa para instalar um micro ou minigerador e compartilhar dos créditos gerados por este.

Desde o seu início, já foram mais de 50 mil unidades geradoras instaladas, sendo que após a atualização da regulamentação a MMGD cresceu expressivamente no país (ver Figura 1). De 2016 para 2017

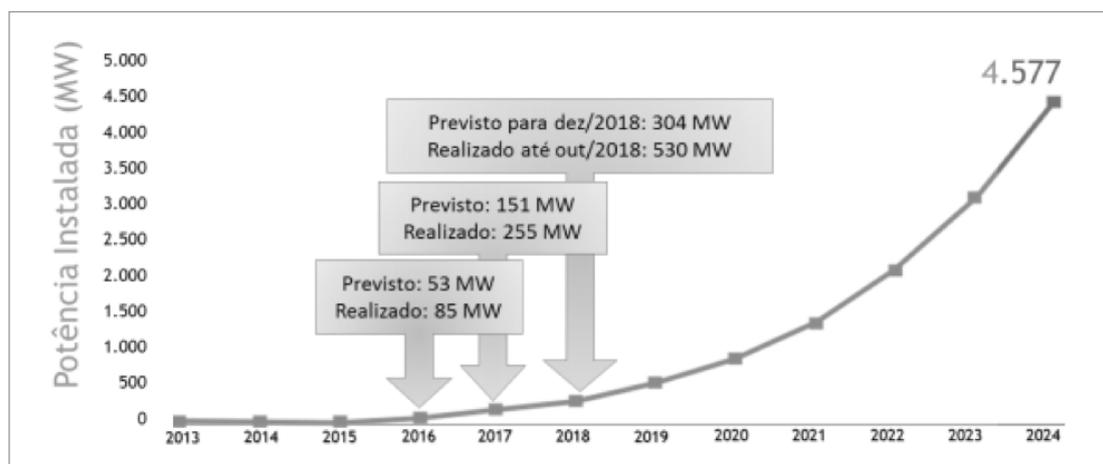
houve um aumento de três vezes na capacidade instalada acumulada, fechando o ano de 2017 com mais de 250 MW, segundo dados da ANEEL apresentados na Figura 2. Em outubro de 2018 a potência instalada superou a marca de 500 MW. Em março de 2019 o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 800 MW, considerando todas as fontes e modalidades⁴.

Figura 1: Evolução anual de Unidades de GD.



Fonte: ANEEL, 2018⁵.

Figura 2: Evolução anual da Potência de GD.



Fonte: ANEEL, 2018⁶.

⁴ <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-abril2019>.

⁵ <http://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu%C3%ADa+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+atual+e+processo+de+revis%C3%A3o.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>.

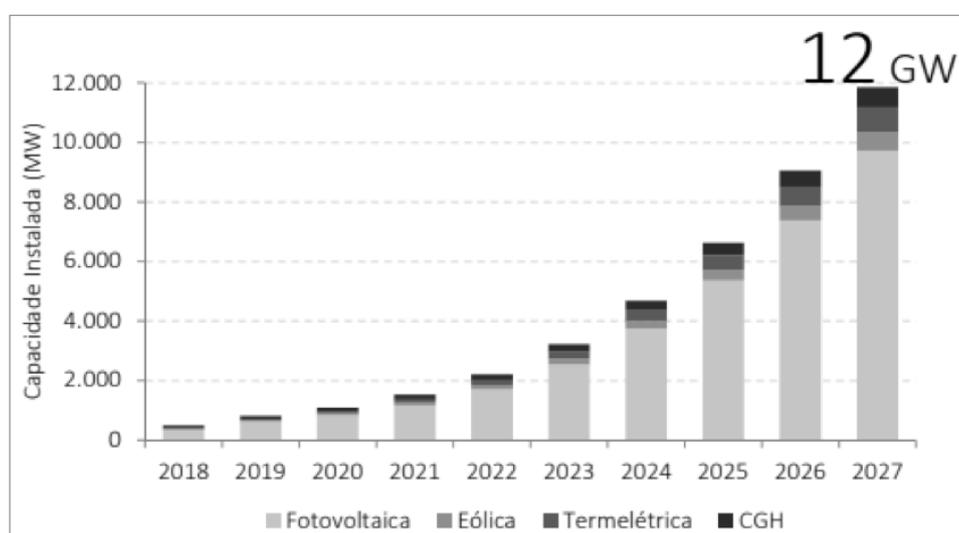
⁶ <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>.

Uma importante inovação trazida pela RN 482 é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema torna possível que o excedente de energia produzido pelo consumidor seja injetado na rede distribuidora, gerando créditos de energia que serão posteriormente compensados através do uso da energia fornecida pela distribuidora.

Esse sistema foi fundamental para o sucesso da

MMGD no país. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que até 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de MMGD, totalizando 11,9 GW, que exigirão quase R\$ 60 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2,4 GW, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte⁷. Os resultados da pesquisa são apresentados na Figura 3.

Figura 3: Estimativa de crescimento da MMGD no Brasil.



Fonte: EPE, 2018⁸.

O aumento dessa geração, todavia, levantou discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. As distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação não é capaz de remunerá-las adequadamente pelo uso da rede de distribuição, elevando os custos para os demais usuários da rede, que não instalaram geração própria.

Diante dessa questão, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propôs modificar as regras atuais do sistema de compensação, após uma maior consolidação do mercado de GD. Tendo em vista definir uma nova forma de valoração da energia injetada na rede que permita o crescimento sustentável da GD no Brasil, a ANEEL abriu audiên-

⁷ http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/09%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica%20e%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda_Texto.pdf.

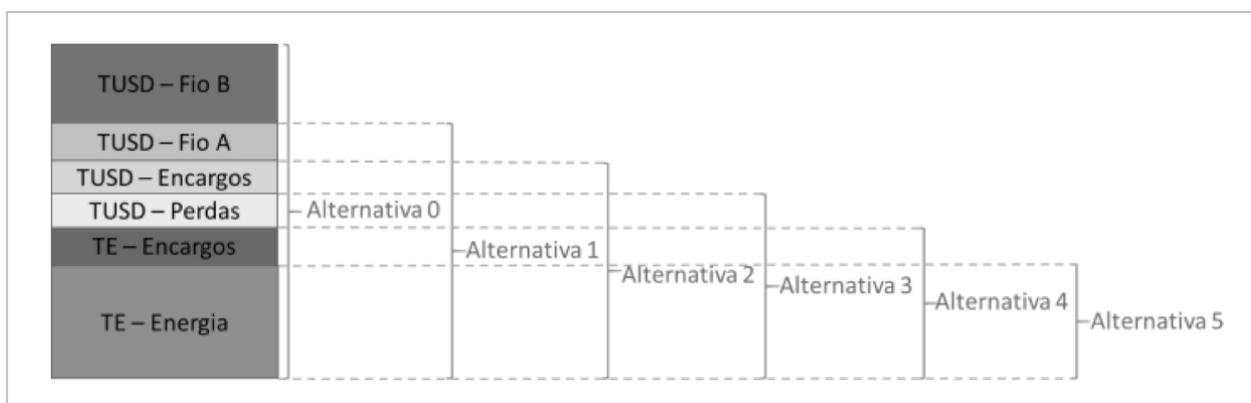
⁸ http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/09%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica%20e%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda_Texto.pdf.

cia pública para tratar da Análise de Impacto Regulatório da revisão da REN 482. O objetivo dessa audiência é analisar diferentes alternativas para o sistema de compensação⁹.

As diferentes alternativas propostas pela agência se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, considerando diferentes componentes da tarifa de fornecimento. A Nota Técnica nº 0062/2018 da ANEEL define 6 alternativas. De maneira geral, a Alternativa 0 significa o sistema continuar como está hoje, isto é, a energia excedente que o consumidor injeta na rede é utilizada para abater integralmente a energia consumida, considerando todas as componentes tarifárias. Na Alternativa 1, o consumidor com geração pagaria pelo valor corres-

pondente ao transporte na distribuição de energia que foi consumida. Já na Alternativa 2, ele passaria a pagar por todo o transporte, na distribuição e na transmissão, pelo valor que foi consumido. A Alternativa 3 considera no pagamento a parcela de transporte e dos encargos. Na Alternativa 4, além dos custos elencados nas demais alternativas, o consumidor com GD também passaria a pagar pelas perdas que acontecem no transporte de energia. E, na Alternativa 5, o micro ou o minigerador pagaria por todas as componentes tarifárias, com exceção da parcela correspondente à compra de energia, que é paga apenas pelo valor líquido da energia que é consumida ao final do mês. A Figura 4 ilustra as componentes que incidiriam sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as alternativas apresentadas.

Figura 4: Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa¹⁰.



Fonte: ANEEL, 2018¹¹.

⁹ http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/audiencia-publica-sobre-revisao-de-regras-para-geracao-distribuida-e-prorrogada/656877?inheritRedirect=false.

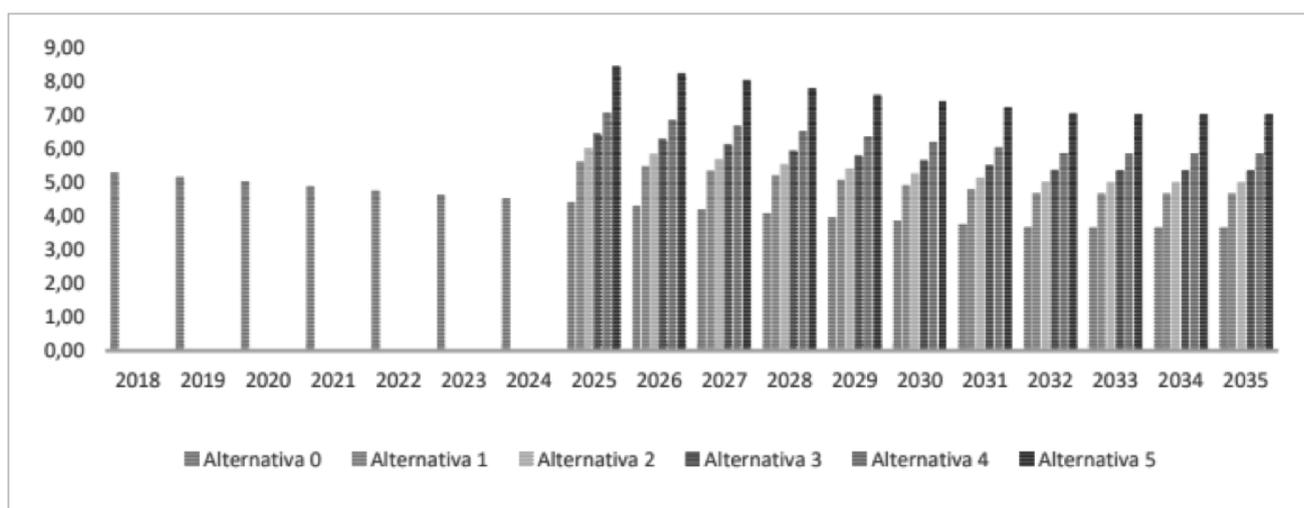
¹⁰ As componentes TE – Perdas e TE – Transporte estão agrupadas juntamente com a TE – Encargos.

¹¹ <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR++SRD++Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>.

A aplicação dessas novas regras, contudo, deve ser feita após um período de transição, de forma a garantir previsibilidade e segurança regulatória. Segundo a ANEEL, existe a possibilidade de que os consumidores com MMGD continuem na regra atual até o país atingir a potência de 3,36 GW em sistemas locais e 1,25 GW em sistemas remotos, o que aconteceria em 2025¹². Assim, as alterações legais seriam feitas observando-se a segurança jurídica e um período de transição razoável para que o mercado possa se adequar às alterações pretendidas.

A aplicação dessas estratégias certamente terá consequências na expansão da MMGD no Brasil. A Figura 5 apresenta o impacto de cada uma dessas alternativas no *payback* de quem atende a MMGD. Com o início da modificação do sistema de compensação em 2025, o tempo de retorno do investimento seria maior, e crescente, para as Alternativas de 1 a 5, do que para a Alternativa 0, que representa o sistema atual de compensação. Apesar da elevação do *payback*, para a ANEEL, isso não comprometeria o mercado de GD, uma vez que a viabilidade dos projetos se manteria e o mercado estaria mais consolidado.

Figura 5: Evolução do Payback (em anos) para as alternativas de 0 a 5.



Fonte: ANEEL (2018)¹³.

¹² <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>.

¹³ <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>.

Além da alteração do sistema de compensação de energia elétrica, há ainda a possibilidade da nova regulação prever a implementação da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão, inclusive residenciais. De acordo com a Nota Técnica 0062/2018, caso isso aconteça, os retornos obtidos pela instalação de MMGD seriam reduzidos, gerando um aumento do *payback* e impactando negativamente na consolidação do mercado. Mas, esse ainda é um problema a ser contornado.

Com relação ao sistema de compensação de energia elétrica, a não alteração das regras atuais representaria um desequilíbrio entre todos os usuários da

rede de distribuição. Por outro lado, a mudança da regulamentação impactaria a expansão da MMGD.

Portanto, cabe a todos os agentes envolvidos decidir qual peso dar para cada lado da balança. Se de um lado, a GD traz com consequência uma redução do mercado do distribuidor, o que diminui a remuneração da concessionária e pode se traduzir como um custo para os demais consumidores. Do outro lado, essa geração traz benefícios como a diminuição de perdas de distribuição e de transmissão, uma maior disponibilidade de energia para ser entregue aos demais consumidores, geração de empregos e redução de gás carbono da atmosfera.



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

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



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

O mês de abril/19 apresentou produção diária de 2,60 MMbbl/d, volume 1,7% superior aos 2,56 MMbbl/d produzidos em março/19 (Tabela 1.1). As maiores variações positivas da produção mensal ocorreram nos campos de Búzios (que tem duas plataformas em *ramp up*, a P-76 e a P-77), Marlim Leste (aumento de 58,2% na produção do campo em relação a março pelo retorno da produção do FPSO Cidade de Niterói, cuja última produção reportada fora em janeiro de 2019) e Mero (aumento de produção de 10 Mbbbl/d no único poço produtor do FPSO Pioneiro de Libra). Já as maiores variações negativas ocorreram nos campos de Pampo, Sapinhoá (com queda de quase 17 Mbbbl/d, quase 90% dela associada ao FPSO Cidade de São Paulo) e Sudoeste de Tartaruga Verde (com queda de quase 11 Mbbbl/d).

A Petrobras ainda teve que lidar, em maio de 2019, com o afundamento parcial de dois módulos da

P-71, último replicante que a empresa tem contratado para construção originário do antigo contrato firmado com a Engevix, no Estaleiro Rio Grande¹. Os módulos, que não poderão ser reaproveitados, devem ser readquiridos pela empresa. A unidade não constava ainda no seu Plano de Negócios e Gestão, mas existe a expectativa de que seja instalada no bloco de Iara ou no campo de Lula nos próximos anos. O casco em si segue sendo construído na China.

A Petrobras confirmou a contratação do segundo sistema definitivo para o campo de Mero (do bloco de Libra), concluindo as negociações de unidades previstas em seu Plano de Negócios e Gestão 2019-2023. O FPSO será construído e operado pela SBM por um período de pelo menos 22 anos, e se juntará ao FPSO Pioneiro de Libra (responsável pelos Sistemas de Produção Antecipada realizados no bloco de Libra) e pelo já contratado FPSO Guanabara (sob contrato com a MODEC).

¹ O projeto inicial era de oito cascos replicantes destinados ao Cluster de Santos. Entretanto, a crise da Engevix fez com que a Petrobras optasse por contratar estaleiros asiáticos para concluir parte das unidades e cancelou a construção de duas delas (BE Petróleo, 2019). Disponível em: <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/modulos-da-p-71-proximos-de-solucao/>

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	abr-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.603.902,3	1,7%	308.742.605,5	-0,9%
Consumo Interno	1.728.039,6	3,1%	200.812.729,2	5,1%
Importação	110.150,6	-56,8%	20.239.911,2	-0,9%
Exportação	1.639.734,6	42,6%	166.951.657,4	33,6%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo dados da ANP, em abril/19, 96,0% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.186 poços, sendo 671 marítimos e 6.515 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em abril de 2019, sua produção foi oriunda de 94 poços e chegou a 1,57 MMbbl/d de óleo e 64,9 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,98 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). O novo recorde de produção na camada totalizou quase 60% do total nacional e já deve atingir os dois MMboe/d no próximo mês, dado o *ramp up* das unidades que entraram em produção em 2019 (P-67, P-76 e P-77).

O Brasil lidera as projeções de aumento de produção na América do Sul, principalmente devido aos projetos do pré-sal. Esse potencial é reiterado não somente por consultorias internacionais, como a Rystad Energy, mas também por operadoras como BP e Equinor e órgãos como a OPEP. A expectativa comum a todas elas é de que o país produza mais de quatro MMbbl/d na próxima década e que ganhe relevância no mercado internacional como produtor e exportador de óleo bruto.

O aquecimento do mercado de óleo e gás brasileiro exigirá grande articulação entre governo e indústria e também entre os segmentos do mercado. Há expectativa de aumento vigoroso na contratação de bens e serviços no país, colocando em cheque a capacidade de atendimento por parte das empresas nacionais. O gargalo pode aparecer na perfuração, no apoio, na operação ou na logística. A indústria trabalha com modelos de *early management* para tratar da articulação entre operadores e fornecedores, antecipando fases de contratação e planejamento integrado dos projetos².

O potencial de produção do pré-sal também eleva os interesses na construção de gasodutos que viabilizem o escoamento da produção de gás dos novos campos produtores. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sinaliza a construção de pelo menos três novos gasodutos com capacidades variando de 10 a 15 MMm³/d, que poderiam dobrar o escoamento atual (considerando o Rota 3, ainda em construção). Os investimentos para construção dos gasodutos são expressivos e demandariam até US\$ 2 bilhões, de acordo com a EPE (EPE, 2019)³.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, a Petrobras exerceu seu direito de preferência em dois

² <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/da-depressao-a-superdemanda/>

³ http://epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/EPE_WORKSHOP_2019_2903.pdf

dos quatro blocos que serão ofertados no leilão do excedente da cessão onerosa, Búzios e Itapu. Com o anúncio, a empresa se compromete a pagar pelo menos R\$ 21 bilhões em bônus de assinatura no leilão (30% dos dois blocos). Ainda sobre o certame, houve reajuste da data da sessão pública, para 06 de novembro (um dia antes da 6ª rodada de partilha) e aprovação, pelo Conselho de Administração da Petrobras, do ressarcimento de US\$ 9,058 bilhões da União para a Petrobras pela revisão do contrato original de cessão onerosa de 2010.

Agora, o acordo depende do aval do congresso federal devido ao risco de ferir o teto de gastos do governo. Também em trâmite está o repasse de parcela do bônus de assinatura do leilão a estados e municípios, ponto de longa discussão entre o executivo e o legislativo e mesmo dentro desse. As propostas mais recentes preveem o repasse de pelo menos R\$ 21 bilhões do arrecadado com bônus de assinatura pelo leilão para os entes estaduais e seus municípios.

O remanejamento de datas pode adiar para 2020 o 16º leilão de áreas sob regime de concessão, inicialmente programado para 10 de outubro. O objetivo é não sobrecarregar possíveis empresas interessadas, dado que os leilões de partilha e do excedente da cessão onerosa serão altamente dispendiosos, do ponto de vista de bônus de assinatura e do próprio Programa Exploratório Mínimo.

Enquanto isso, a Oferta Permanente passou a contar com um total de 614 áreas, sendo 600 blocos com risco exploratório e 14 com áreas com acumulações marginais. Dos blocos com risco explora-

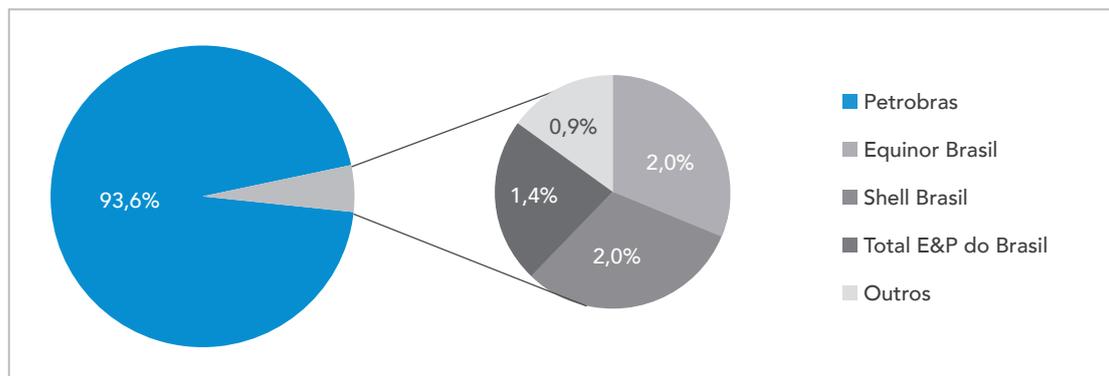
tório, 87,8% localizam-se em bacias terrestres, mostrando o interesse em facilitar a exploração no *onshore* brasileiro.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,6% da produção, em abril/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2% em relação aos 1,4% de março/19, com o acréscimo de 18 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A Equinor acertou, em maio de 2019, a transferência de 10% de participação da Barra Energia no BM-S-8, onde está localizada a área de Carcará, pelo montante de US\$ 379 milhões. A empresa planeja redimensionar a concessão com seus outros sócios, Exxon Mobil e Galp, para que as porcentagens fiquem 40% e operação com a norueguesa, 40% com a norte-americana e 20% com a portuguesa.

A Shell reduziu a 1,4% o seu patamar de campos operados em abril/19 (frente a 1,7% em março). A queda na produção do campo de Argonauta (de 14 Mbbl/d) foi muito superior aos aumentos na produção dos outros campos operados pela empresa e levaram a uma queda acumulada de 6,2 Mbbl/d. A anglo-holandesa, que teve recentemente o plano de exploração de Saturno aprovado pela ANP, tem sete unidades em fase de desenvolvimento (de contratos que atua como operadora ou sob consórcio) até 2025 e ressaltou que pretende participar de todos os leilões de 2019 (BE Petróleo, 2019)⁴.

Por fim, a Total manteve sua parcela em abril/19 quando comparada a março/19 em 0,9%. Apesar disso, houve ligeiro aumento na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

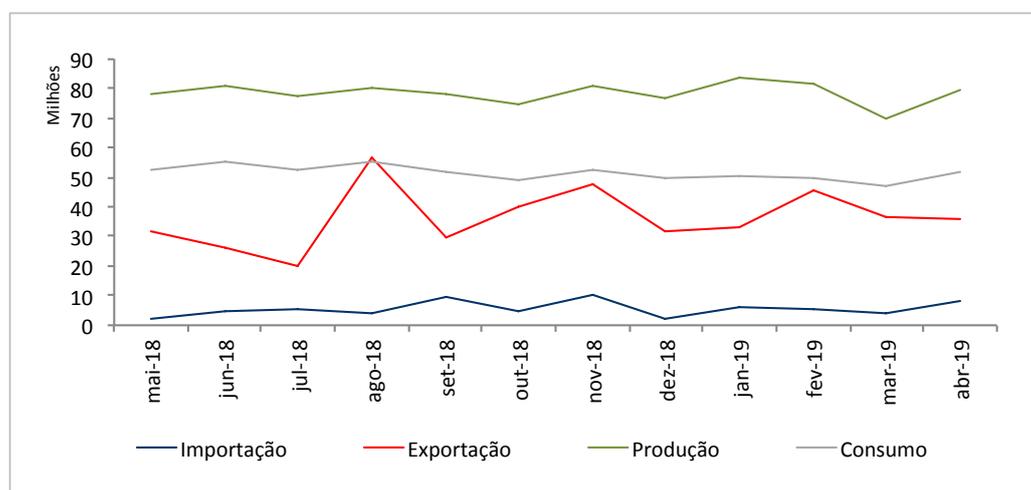
⁴ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/shell-com-foco-no-pre-sal/>

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (Fevereiro/19)


Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em abril de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo diminuiu. O aumento do consumo já é reflexo de cenários mais amenos nos preços internos de derivados, frutos de preços de referência internacional e

taxa de câmbio também mais controlados. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se resultado positivo também justificado pelas variáveis internacionais propícias à exportação de óleo bruto.

Gráfico 1.1: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

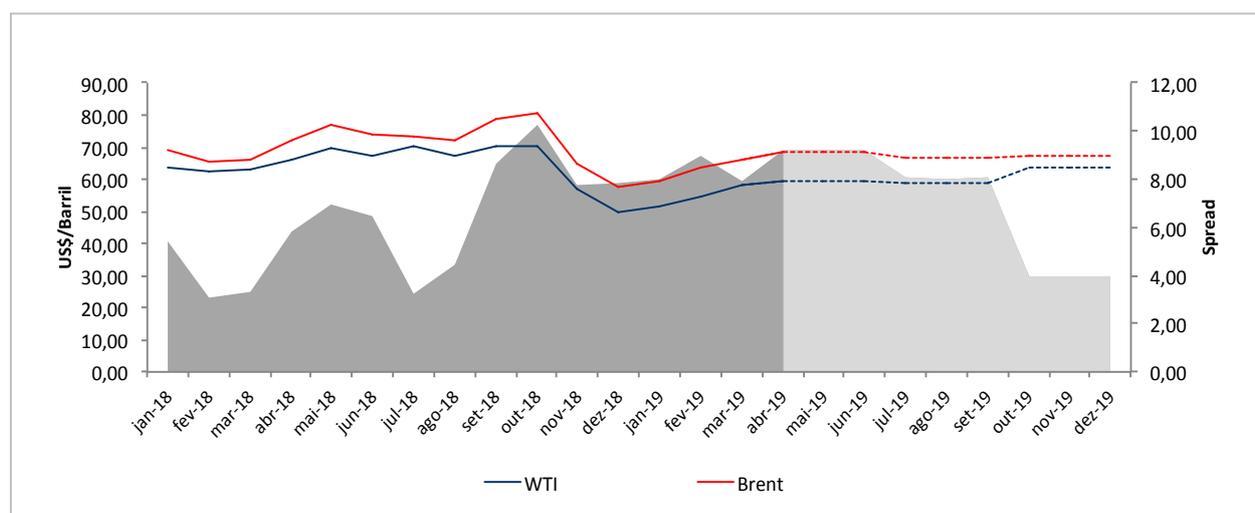
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent caiu no mês de abril, atingindo o valor de US\$ 63,56/bbl. O WTI também registrou queda e chegou ao valor de US\$ 53,50/bbl em abril. A

queda nos preços permanece em junho de 2019 (com variações de quase 18% em relação a abril) diante da produção crescente do *shale* americano (e dos estoques americanos), da estagnação na demanda internacional e do avanço das tensões comerciais entre EUA e China.

Nem mesmo os recentes ataques a navios tanque que passavam pelo Estreito de Ormuz (no Golfo do Omã) conseguiram surtir um efeito significativo nos preços. O mercado internacional inclusive considera que o ocorrido fará provavelmente com que a oferta seja maior que a demanda em 2020 para a maioria dos produtos de petróleo, algo preocupante do ponto de vista de manutenção dos preços. A OPEP,

que tem controlado sua produção para contrabalançar a produção crescente dos EUA provavelmente terá que persistir com seus cortes no segundo semestre de 2019. A maioria das consultorias internacionais, que projetavam aumento nos preços diante de aumentos na demanda maiores que a oferta, já estão revisando suas projeções para o próximo ano diante da nova dinâmica (World Oil, 2019)⁵.

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em abril de 2019, todos os estados do país, a exceção do Rio de Janeiro, do Ceará e de Sergipe, apresentam déficit em relação a março de 2019.

No estado do Espírito Santo, a Petrobras afirmou o recebimento de ofertas pelos Polos Enchova e Pampo (em negociações que superam US\$ 1 bilhão) e iniciou um processo de venda de sua participação em 27 campos maduros no chamado Polo Cricaré.

Por outro lado, a estatal anunciou a descoberta em Sergipe-Alagoas, totalizando seis campos de exploração e um potencial de produção de gás de 20 MMm³/d, um terço da produção de gás do país⁶. A expectativa é que os recursos consigam, se bem investidos, auxiliar na diminuição do preço do energético e na industrialização da região, o que está em linha com os planos do governo federal. A Petrobras estima investir US\$ 2 bilhões na região para construção de um gasoduto que conecte os recursos à costa (o montante já está previsto no Plano de Negócios e Gestão da companhia).

⁵ <https://www.worldoil.com/news/2019/6/9/the-2020-oil-market-is-quickly-turning-ugly>

⁶ Vale lembrar que a ExxonMobil também tem uma série de blocos exploratórios na região, que também devem render recursos valiosos.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	abr-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.345	-3,0%	289.301	-10,1%
	Offshore	15	-79,4%	8.313	-18,0%
AM	Onshore	19.072	-5,1%	2.354.821	-5,0%
BA	Onshore	27.196	-1,4%	3.328.689	-6,9%
	Offshore	279	-24,5%	42.788	-33,7%
CE	Onshore	875	-1,1%	107.031	-14,8%
	Offshore	4.074	7,9%	468.662	-4,7%
ES	Onshore	8.591	-2,9%	1.092.055	-14,3%
	Offshore	262.744	-6,1%	32.990.993	-18,9%
MA	Onshore	3	-27,8%	1.137	-32,9%
RJ	Offshore	1.931.468	4,3%	225.637.535	4,3%
RN	Onshore	34.066	-2,1%	4.220.822	-3,2%
	Offshore	5.454	7,7%	602.773	-10,6%
SP	Offshore	293.172	-5,4%	35.818.247	-7,3%
SE	Onshore	11.569	2,0%	1.396.567	-23,2%
	Offshore	2.978	0,0%	382.872	-36,2%
Total		2.603.902	1,7%	308.742.606	-0,9%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em abril de 2019, diante de um mercado internacional mais ameno, obser-

va-se um avanço representativo na exportação da maioria dos derivados. Outro indicador relativo aos preços mais amenos que também obteve avanços no mês de abril foi o consumo de derivados.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	abr-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	403.652	-0,6%	48.912.202	-1,6%
	Consumo	489.111	6,1%	56.881.926	-8,4%
	Importação	93.227	49,1%	9.501.418	1,1%
	Exportação	55.723	85,5%	5.534.491	138,9%
Diesel S10	Produção	731.922	1,4%	83.699.344	7,6%
	Consumo	878.212	5,6%	416.771.136	315,9%
	Importação	216.124	35,4%	20.923.125	-31,1%
	Exportação	772	96,9%	67.391	-98,7%
GLP	Produção	124.082	6,3%	14.481.591	-4,2%
	Consumo	228.188	6,9%	26.167.238	-1,4%
	Importação	65.599	23,0%	1.967.968	5,3%
	Exportação	19	76,8%	1.115	-78,4%
QAV	Produção	98.130	-2,1%	13.074.225	-9,3%
	Consumo	116.114	-4,5%	15.013.880	2,7%
	Importação	33.649	-	2.904.338	99,3%
	Exportação	33.102	-20,6%	5.015.303	3719,4%
Óleo Combustível	Produção	160.526	-16,6%	23.027.020	-0,6%
	Consumo	34.884	-6,2%	4.278.739	-13,5%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	142.046	72,3%	14.084.609	71,1%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, apesar das iniciativas de desinvestimento previstas pela Petrobras para várias unidades, o COMPERJ segue nos planos da empresa. O escopo do projeto já sofreu uma série de alterações e deve novamente ser ajustado. A nova ideia da estatal, juntamente com sua sócia CNPC, é a construção de uma termelétrica a gás no local. Se aprovada a alteração do escopo, o projeto tem potencial para contratação de dezenas de milhares de empregos para a região de Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro.

Quanto ao programa de desinvestimentos propriamente dito, a estatal conseguiu concluir a venda de sua participação (de 90%) na TAG para a Engie. A negociação total ficou em torno de R\$ 33,5 bilhões. O acordo chegou a ser discutido pelo ministro

do Supremo Tribunal Federal, Edson Fachin, que entendeu, ao final, que a empresa poderia seguir com a negociação de suas subsidiárias. Por outro lado, o STF vetou a possibilidade de o governo se desfazer de estatais por meio de privatizações sem a autorização do parlamento.

Uma iniciativa do MME está testando a alteração do percentual de biodiesel no óleo diesel de 10% para 11%. De acordo com o ministro Bento Albuquerque, a alteração poderá proporcionar uma economia de cerca de R\$ 1,3 bilhão ao ano com redução da importação do combustível. Os testes devem persistir até o fim do próximo mês. Entre as próximas etapas, estão a revisão da especificação do biodiesel pela ANP para aumentar a estabilidade à oxidação do combustível para pelo menos 12 horas de estabilidade (MME, 2019)⁷.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



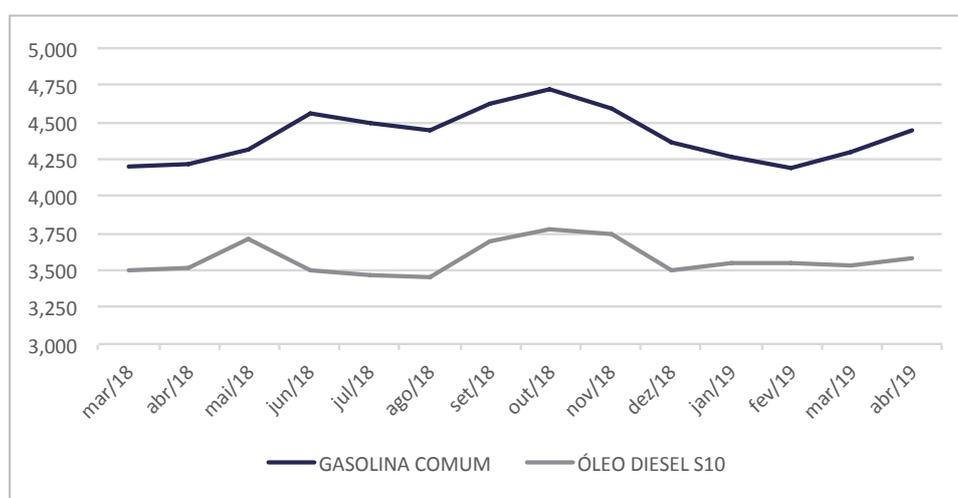
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

⁷ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/ministro-lanca-frente-parlamentar-do-biodiesel-e-anuncia-avancos-para-a-mistura-b11-de-biodiesel

A estatal aprovou nova revisão na periodicidade de alterações nos preços de diesel e gasolina vindos de suas refinarias. Os reajustes não terão datas definidas, mas permanecerão variando de acordo com o Preço de Paridade Internacional (PPI). O retorno a liberdade nos preços sinaliza ao mercado internacional que a empresa está atuando com autonomia

em relação ao governo central, o que é positivo para suas ações de curto a longo prazo, principalmente para o sucesso do seu programa de desinvestimentos. O Gráfico 1.4 mostra um histórico anual do preço de revenda dos principais derivados de petróleo comercializados no país, a gasolina e o óleo diesel.

Gráfico 1.4: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R\$)



Fonte: ANP, 2019.



Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de março/2019, a produção bruta de gás natural foi de 111,5 MMm³/dia. Esse volume foi 1,2% maior do que o mês anterior (fevereiro/2019) e 4,2% superior ao mesmo mês do ano anterior (março/2018). No mês de março/2019, 99,9% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 77% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 78% da produção nacional neste mês de análise, apenas dois são de gás não associado – Mexilhão e Manati.

A produção indisponível em março/2019 foi de 58,7 MMm³/dia, 1,7% superior a fevereiro/2019 e

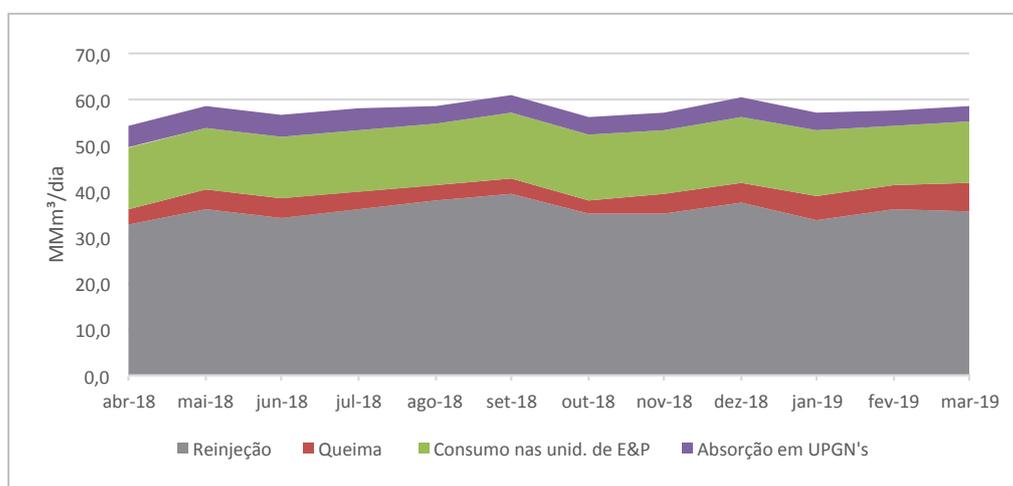
7,0% maior do que março/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou decréscimo de 1,0% em relação a fevereiro/2019, sendo a única com parcela negativa. Observou-se um aumento da queima de gás natural de 15,1% em comparação com o mês anterior (fevereiro/2019), e aumento de 77,1% em relação ao mesmo mês de março de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Búzios, Lula e Roncador, com os maiores volumes vindo das FPSOs Cidade de Caraguatatuba, P-75 e Petrobras 69, respectivamente. Vale destacar que entrou em operação o FPSO P-77, operado pela Petrobras.

Tabela 2.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	111,5	1,2%	4,2%	334,8	1,7%
Produção Indisponível	58,7	1,7%	7,0%	173,5	7,3%
Reinjeção	35,8	-1,0%	7,2%	105,6	8,7%
Queima	5,9	15,1%	77,1%	16,6	34,2%
Consumo interno em E&P	13,3	2,9%	-2,2%	40,1	-0,4%
Absorção em UPGN's	3,7	6,1%	-18,8%	11,2	-18,7%
Oferta de gás nacional	52,8	0,7%	1,3%	161,4	-4,3%
Oferta nacional/Prod. Bruta	47%	-0,5%	-2,8%		
Importação	23,8	-33,6%	-13,6%	77,1	3,9%
Gasoduto	13,1	-47,5%	-47,7%	55,3	-21,3%
GNL	10,6	-1,5%	337,9%	21,9	67,7%
Oferta de gás nacional + Importação	76,6	-13,2%	-3,8%	238,5	-1,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em março/2019 foi de 52,8 MMm³/dia, 47% da produção nacional bruta, ficando 0,7% acima do mês de fevereiro/2019 e 1,3% acima do mesmo mês em 2018.

A queda da demanda no mês de março de 2019 – que será visto na subseção a seguir, impactou diretamente na oferta de gás natural importado, sendo importados 23,8 MMm³/dia, 33,6% inferior a fevereiro/2019. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 13,1 MMm³/dia, registrou decréscimo de 47,5% em relação ao mês anterior. Em relação a março/2018 houve decréscimo de 47,7% da importação via gasoduto.

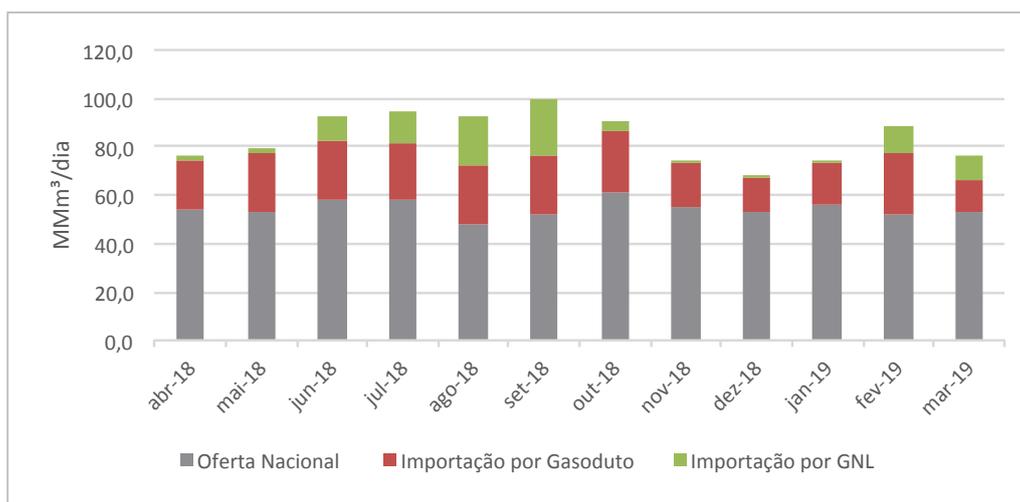
Seguindo a queda da demanda, a importação de gás via GNL obteve uma pequena variação negativa em relação a fevereiro/2019, diminuindo 1,5%, porém obteve um expressivo aumento se comparado ao mesmo período de 2018, aumentando a sua participação no volume em 337,9%. É válido considerar a possibilidade de armazenamento de parte da carga de GNL no navio regaseificador, logo o volume importado não necessariamente corresponde ao volume ofertado.

A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importação, em março de 2019, foi de

76,6 MMm³/dia, caindo um total de 13,2% em relação ao mês anterior (fevereiro/2019). Vale destacar que no ano de 2019, 68% do volume total de gás natural ofertado ao mercado foi de origem nacio-

nal. No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

A demanda de gás natural, em março/2019, foi de 69,6 MMm³/dia, apresentando um decréscimo de 14,2% em relação ao mês anterior (fevereiro/2019). Essa queda foi impactada pela diminuição da demanda do segmento termoeletrico, indicado pela geração de energia elétrica (GEE) (Tabela 2.2).

A demanda industrial consumiu 36,4 MMm³/dia, diminuindo 5,5% em relação a fevereiro/2019, relacionada principalmente a redução do consumo das refinarias e fafens (Fábricas de Fertilizantes). Em relação à geração de energia elétrica (GEE), houve consumo de 21,5 MMm³/dia, representando um decréscimo de 32,0% de fevereiro/2019 para março/2019, devido à

queda do custo marginal de operação (CMO) médio que passou de 276 para 158 R\$/MWh.

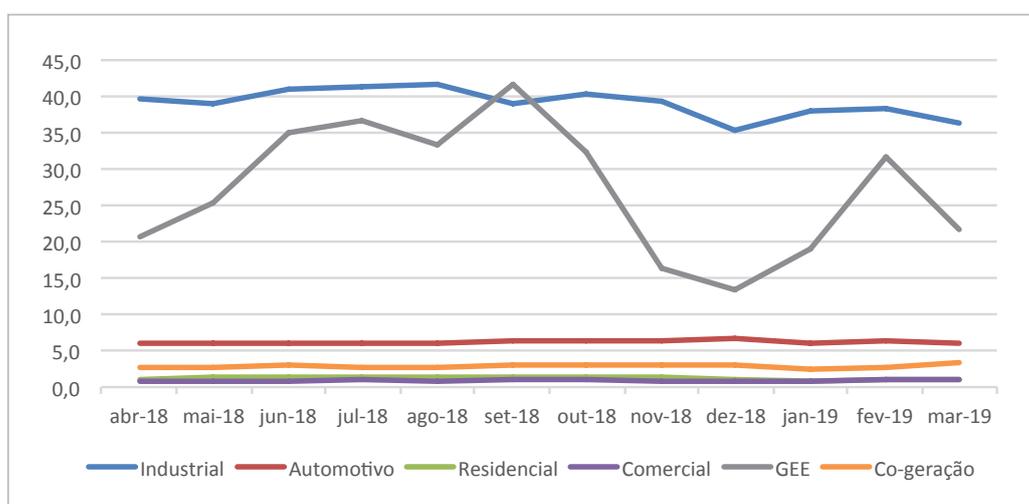
O setor automotivo caiu em 3,9% no consumo de gás natural em relação a fevereiro/2019. Já a demanda residencial teve um acréscimo de 29,7% em relação ao mês anterior (fevereiro/2019), comparando ao mesmo período do ano de 2019, houve um aumento de 8,3%. O consumo para cogeração aumento 23,8% em relação ao mês de fevereiro deste ano, consumindo 3,5 MMm³/dia.

No Gráfico 2.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

Tabela 2.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,4	-5,5%	-6,5%	113,0	-4,5%
Automotivo	6,1	-3,9%	2,8%	18,7	8,8%
Residencial	1,2	29,7%	8,3%	2,9	-5,5%
Comercial	0,9	4,5%	15,0%	2,6	12,0%
GEE	21,5	-32,0%	-7,9%	72,2	-4,2%
Cogeração	3,5	23,8%	22,5%	8,8	0,2%
Total	69,6	-14,2%	-4,6%	218,1	-3,1%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,9 US\$/MMBTU, apresentando uma valorização de 7,4% em relação a fevereiro/2019. Mesmo que este boletim trate dos dados de março, vale destacar que o *Henry Hub* foi negociado a 2,63 US\$/MMBTU em maio/2019. Em relação ao gás nacional, o preço GNL internali-

zado no Brasil foi de 7,5 US\$/MMBTU, mostrando uma queda de 14,7% em relação a fevereiro/2019. Já o gás boliviano obteve uma queda no preço comparado ao mês anterior (fevereiro/2019), caindo 2,0% e sendo precificado a 8,6 US\$/MMBTU, porém 28,1% acima comparado ao mesmo período do ano de 2018.

Tabela 2.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18
Henry Hub	2,9	7,4%	7,0%
GNL no Japão	11,3	-4,4%	11,1%
NBP¹	5,4	-15,6%	0,0%
GNL no Brasil²	7,5	-14,7%	-10,9%
Gasoduto Brasil-Bolívia³	8,6	-2,0%	28,1%
PPT⁴	4,2	-0,7%	-6,2%
City Gate	9,4	-3,9%	0,0%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	22,0	-2,9%	60,0%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	18,2	-6,7%	1,7%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	15,9	-4,8%	1,2%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,6	-4,3%	3,1%

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

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

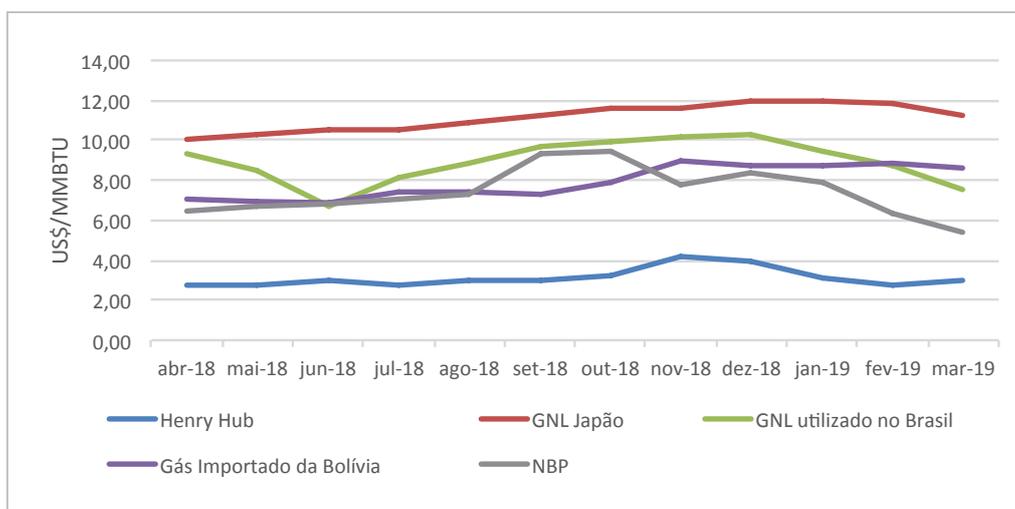
⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

A Tabela 2.3 mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final, apresentando a queda do preço do Gás Natural Veicular (GNV), que caiu 2,9% em relação ao mês anterior (fevereiro/2019), fechando em 22,0 US\$/MMBTU e 60,0% acima ao valor de março/2018. Houve uma queda no preço do gás que é fornecido para as indústrias das três faixas de consumo deste boletim, 2.000 m³/dia,

20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, sendo que o maior decréscimo é referente a faixa de consumo de 2.000 m³/dia, no qual o valor foi de 18,2 US\$/MMBTU, caindo 6,7% em relação ao mês de fevereiro/2019.

No Gráfico 2.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado.

Gráfico 2.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES

PARA O SETOR

- A Petrobras anunciou que fez em Sergipe sua maior descoberta desde o pré-sal em 2006. Foi divulgado que espera-se extrair 20 MMm³/dia vindos de seis campos, o equivalente a um terço da produção total brasileira de gás natural⁸.
- O governo da Bolívia assinou um termo de cooperação com o governo do Mato Grosso do Sul envolvendo o fornecimento de 1,1 MMm³ de gás para a Usina Termoelétrica (UTE) Fronteira (266 MW), que a empresa Camaçari pretende construir no estado. Com o documento, a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos S/A) poderá comercializar gás natural, GNL, GLP e ureia com empresas do estado⁹.
- Um projeto de lei encaminhado ao Congresso pelo governo, conhecido como “Plano Mansueto”, em referência ao secretário do Tesouro Nacional, Mansueto Almeida, diz que estados que queiram obter socorro financeiro da União devem escolher três entre oito medidas de ajuste fiscal. Entre tais medidas está a autorização para privatizar empresas dos setores financeiros, energia, de saneamento ou de gás; e a adoção de reformas e de medidas estruturantes na prestação do serviço de gás canalizado. O dinheiro levantado será usado para quitar os passivos existentes^{10, 11}.
- No 1º leilão para o sistema isolado (que não está conectado a nenhuma rede de gasodutos de transporte), a empresa Eneva negociou a UTE Jaguatirica II, de 117 MW de potência. O projeto irá gerar energia para Roraima a partir do gás natural produzido no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas. O gás natural será liquefeito e transportado por carretas até a UTE, no modelo gás natural liquefeito *small scale*. “Com o resultado do leilão, a Eneva expande o modelo *reservoir-to-wire* (R2W) para mais uma bacia sedimentar e atinge capacidade contratada total de 2,7 GW, com garantia de faturamento bruto anual mínimo de R\$2,7 bilhões”, informou a companhia, em nota¹². A empresa Techint Engenharia & Construção, que irá construir a térmica, já recebeu o *note to proceed*, podendo começar as obras imediatamente. A térmica a gás deve ficar pronta em 25 meses¹³.
- A empresa de caminhões Scania pretende investir R\$ 1,4 bilhão entre o período de 2021 a 2024 para atualizar tecnologias na sua fábrica do ABC Paulista e desenvolver veículos movidos a gás (GNV/Biogás). Vale constar que a fabricante apresentou a dois anos atrás o primeiro ônibus feito no Brasil movido a GNV/biometano, além de estar fazendo testes com dois caminhões de sua marca movidos com o mesmo combustível alternativo¹⁴.

⁸ Para maiores informações: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-faz-a-maior-descoberta-desde-o-pre-sal-em-sergipe-e-alagoas,70002874821>

⁹ Para maiores informações: <https://petronoticias.com.br/archives/130421>

¹⁰ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/privatizacao-e-mercado-livre-de-gas-no-plano-mansueto/>

¹¹ Para maiores informações: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/06/bolsonaro-encaminha-ao-congresso-plano-de-equilibrio-fiscal-para-estados.shtml?loggedpaywall>

¹² Para maiores informações: <https://epbr.com.br/eneva-negocia-termoeletrica-com-gas-de-azulao-na-bacia-do-amazonas/>

¹³ Para maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/techint-tem-sinal-verde-para-construcao-de-termica-em-roraima/>

¹⁴ Para maiores informações: <http://www.gasnet.com.br/conteudo/20539/GNV-Biogas---Aposta-futura-da-Scania>

- Após suspensão do ministro Edson Fachin, o Supremo Tribunal Federal (STF) liberou a venda da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). O ministro entendeu que a decisão do STJ contraria entendimento do supremo, segundo o qual a venda de ações de empresas de economia mista ou de suas subsidiárias, que implique perda de controle acionário, exige autorização legislativa prévia e licitação.
- Petrobras estuda construir junto com a estatal chinesa CNPC uma termelétrica a gás no Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj). Segundo o presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, “Estamos estudando uma ideia de construção de uma grande termelétrica a gás a partir do Comperj paralelamente ao memorando de entendimentos com a CNPC”¹⁵.
- Foram registradas 52 usinas termoeletricas a gás natural para o leilão de energia nova A-6, que está previsto para 26 de setembro deste ano. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os projetos somam 41.719 MW de potência, distribuídos em 15 estados¹⁶.
- A Petrobras recebeu autorização para exportar GNL. Segundo a ministra substituta de Minas e Energia, Marsete Fátima Dadald Pereira, “o excedente de GNL a ser exportado pode ser composto por carga resultante de uma só importação ou pela mistura de cargas importadas de diferentes fornecedores que celebraram contratos com a Petrobras”¹⁷.

¹⁵ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/castello-branco-confirma-planos-para-termeletrica-e-sociedade-com-cnpc-no-comperj/>

¹⁶ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/epe-cadastra-52-usinas-termoeletricas-a-gas-para-o-leilao-a-6-em-setembro/>

¹⁷ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6306913/petrobras-recebe-autorizacao-para-exportacoes-de-gnl>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Tabela 3.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	abr-19	acum-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	424,2	733,3	297,0%	-30,9%	-17,4%
Etanol Hidratado	1.842,0	2.706,6	282,5%	-12,4%	-13,2%
Total Etanol	2.266,2	3.439,9	285,2%	-16,6%	-14,1%
Biodiesel	464,9	1.788,8	0,6%	4,2%	13,6%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol

No primeiro mês da safra 2019/20 da região Centro-Sul, a produção total de etanol (anidro e hidratado) somou quase 2,3 bilhões de litros (Tabela 3.1). O volume representa um aumento de 285,2% em relação aos 588,4 milhões de litros produzidos em março/19 (último mês da safra 2018/19), mas ficou 16,6% abaixo do mesmo mês do ano passado (abril/18), quando foram produzidos 2,7 bilhões de litros do biocombustível.

Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), as chuvas registradas no início de abril difi-

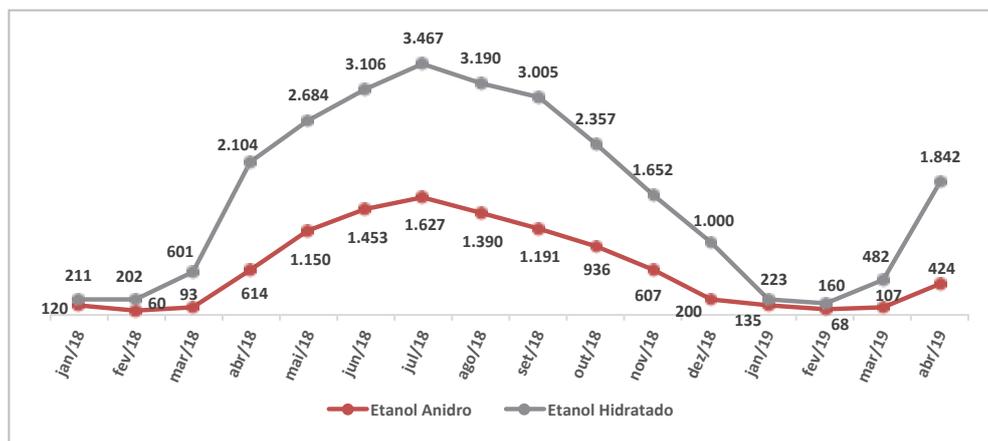
cultaram tanto a colheita nas usinas que estavam em operação quanto o início de moagem em outras unidades, atrapalhando o cumprimento do cronograma previsto. Em relação ao número de usinas em operação, em 2019, 216 empresas registraram moagem até dia 30 de abril, contra 233 unidades industriais em igual data do último ano. Para a primeira quinzena de maio, a expectativa é de que 27 empresas devem iniciar o processamento na safra 2019/2020.

Segundo a Unica, apesar da redução na oferta de matéria-prima em virtude das condições climáticas

adversas que alteraram a programação de início das unidades produtoras, a safra segue mais alcooleira do que no último ciclo. Em abril/19, 71,4%

da cana foi destinada para a produção de etanol, enquanto apenas 28,6% foram direcionados para o açúcar.

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol de milho

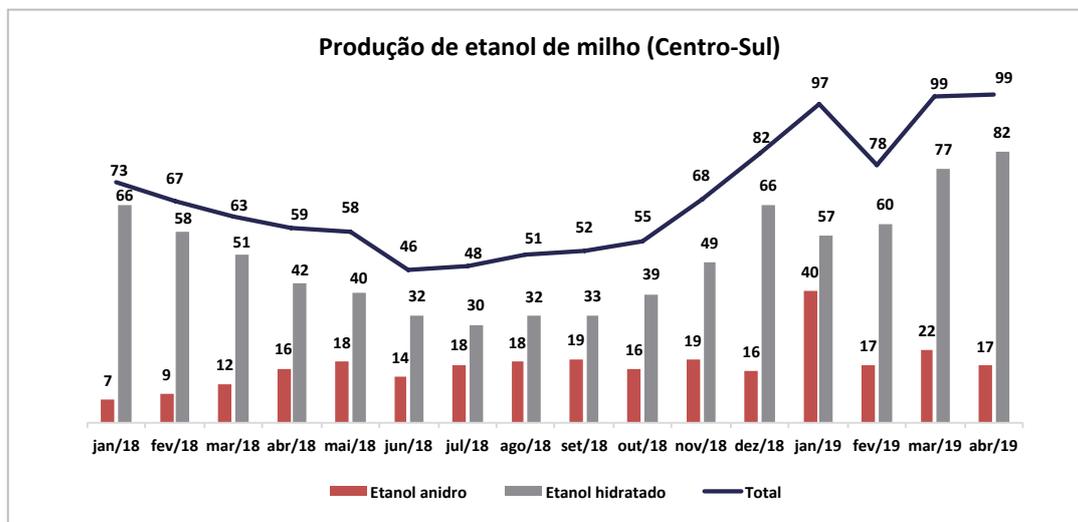
A produção de etanol de milho tem crescido significativamente, no Brasil, como mostra o Gráfico 3.2. Em abril/19, foram produzidos quase 100 milhões de litros.

Segundo a Conab, há uma perspectiva favorável em relação ao produto, com aumento de unidades de produção denominadas *flex* (hábeis em manejar cana-de-açúcar e milho), além da consolidação das unidades de produção do tipo *full* (destinadas somente ao processamento do grão), com a projeção de novas indústrias nesse formato.

O menor custo de produção e a boa perspectiva futura do mercado para o grão são alguns dos motivos pelos quais as indústrias têm aderido ao novo modelo de negócio. Atualmente são três os estados que se destacam na produção desse tipo de biocombustível: Mato Grosso, Goiás e Paraná.

Na safra 2018/19, foram produzidos 791,4 milhões de litros de etanol a partir do grão, o que representa um aumento de 51,8% em relação ao ciclo 2017/18. Para o ciclo iniciado em abril/19, a Conab estima que serão produzidos 1,4 bilhão de litros na região Centro-Sul do país.

Gráfico 3.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Unica

Biodiesel

A produção de biodiesel, em abril/19, somou 464,9 milhões de litros, registrando um aumento de 0,6% em relação ao mês anterior (Tabela 3.1). Na comparação com o ano passado, a oferta aumentou 4,2%, analisando abril/19 contra abril/18. No acumulado do primeiro quadrimestre, a produção do biocombustível, em 2019, está 13,6% acima de 2018.

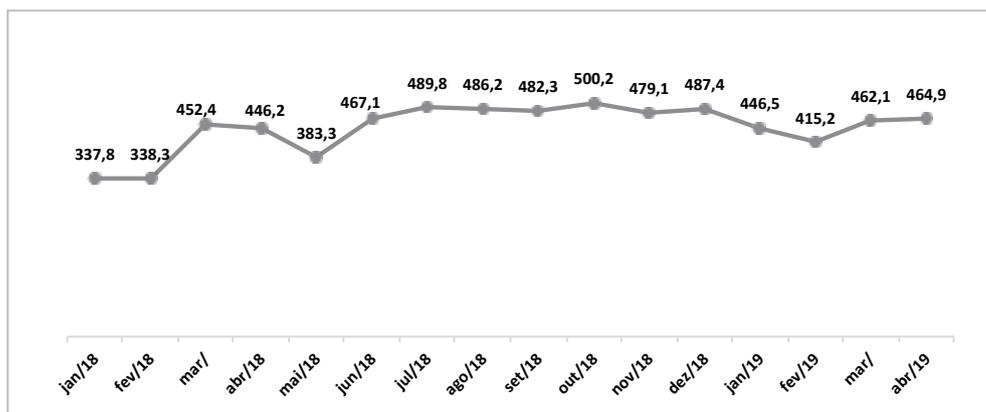
O 65º Leilão da ANP envolveu a negociação de 977,5 milhões de litros para os meses de março e abril de 2019, e a produção destes dois meses somada alcançou 927 milhões de litros, o que corresponde

a 94,8% do volume negociado. Para os meses de maio e junho, o 66º leilão envolveu a transação de 928,5 milhões de litros de biodiesel, volume 5,0% inferior ao negociado no leilão anterior.

Em novembro de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a alteração da mistura obrigatória de biodiesel no diesel, que passaria de 10% (B10) para 11% (B11) em junho de 2019. A nova mistura, B11, no entanto, deve entrar em vigor apenas no segundo semestre deste ano, segundo a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (Abiove)¹⁸.

¹⁸ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/info/mistura-de-11-de-biodiesel-no-diesel-deve-ficar-para-2-semester-diz-abiove-050419>

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Etanol

Em maio/19, o etanol hidratado registrou pequena queda de preço (-0,4%) ao consumidor, passando de R\$ 3,00, em abril, para R\$ 2,99 em maio (Gráfico 3.4). Já a gasolina ficou 2,6% mais cara, saindo de R\$ 4,44, em abril, para R\$ 4,55 em maio. Com isso, a relação entre os preços reduziu de 67,7%, em abril, para 65,7%, em maio, aumentando a competitividade do biocombustível.

Na primeira semana de junho, o preço médio da gasolina caiu 0,64% enquanto o do etanol registrou queda de 2%. O preço médio do etanol correspondeu a 63,3% do da gasolina, sendo vantajoso abastecer com o biocombustível em Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais, São Paulo e Paraná, de acordo com o portal Novacana¹⁹.

Segundo o Valor Econômico²⁰, um levantamento da ANP realizado na semana encerrada no dia 8 de

junho, os preços do etanol recuaram em 17 Estados e no Distrito Federal e só subiram em oito Estados no período. Além disso, o preço do etanol registra uma diferença de mais de R\$ 1 por litro em sete Estados, o que já pode estimular os motoristas de carro flex a trocarem o combustível fóssil pelo biocombustível.

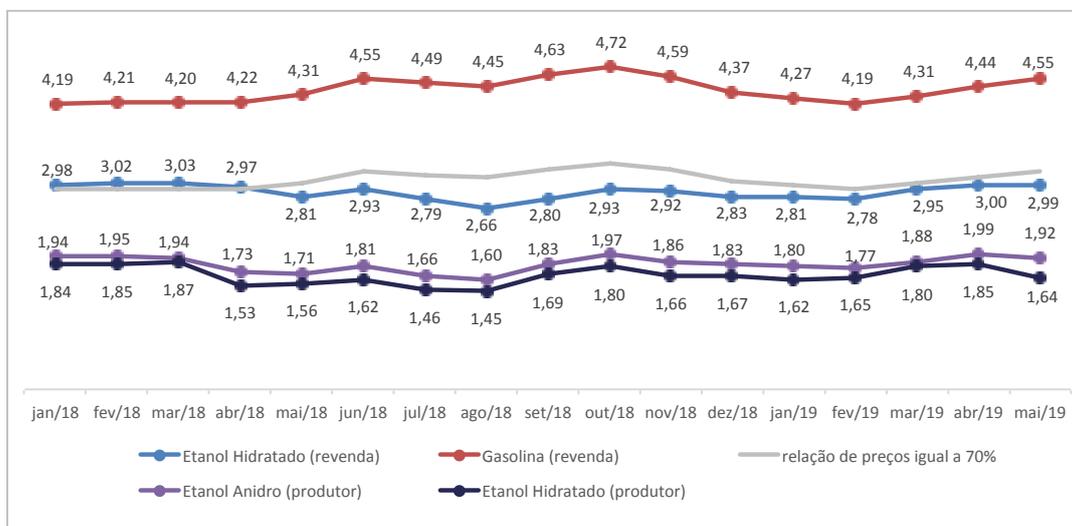
Nas usinas, a cotação do anidro caiu de R\$ 1,99, em abril, para R\$ 1,92 em maio (-3,1%), enquanto a do hidratado registrou queda de mais de 20 centavos, saindo de R\$ 1,85, em abril, para R\$ 1,64 (-10,9%), de acordo com o Indicador Cepea/Esalq.

Segundo o Cepea/Esalq²¹, os primeiros dois meses da safra 2019/20 têm mostrado ainda pouca definição no comportamento dos preços dos etanóis. A demanda segue aquecida nas bombas, em função da boa vantagem do hidratado frente à gasolina, e o processamento de cana segue aquém do registrado em igual período da safra anterior, mas os preços, em termos reais, ainda ficam próximos aos observados no mesmo período de 2018.

¹⁹ Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/precos/combustiveis-queda-preco-medio-etanol-diminui-competitividade-cresce-100619>

²⁰ Disponível em: <https://www.valor.com.br/agro/6300027/preco-do-etanol-cai-em-17-estados-e-no-df-e-ganha-competitividade>

²¹ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/diarias-de-mercado/etanol-cepea-apesar-da-procura-elevada-valores-recuam-em-maio.aspx>

Gráfico 3.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l


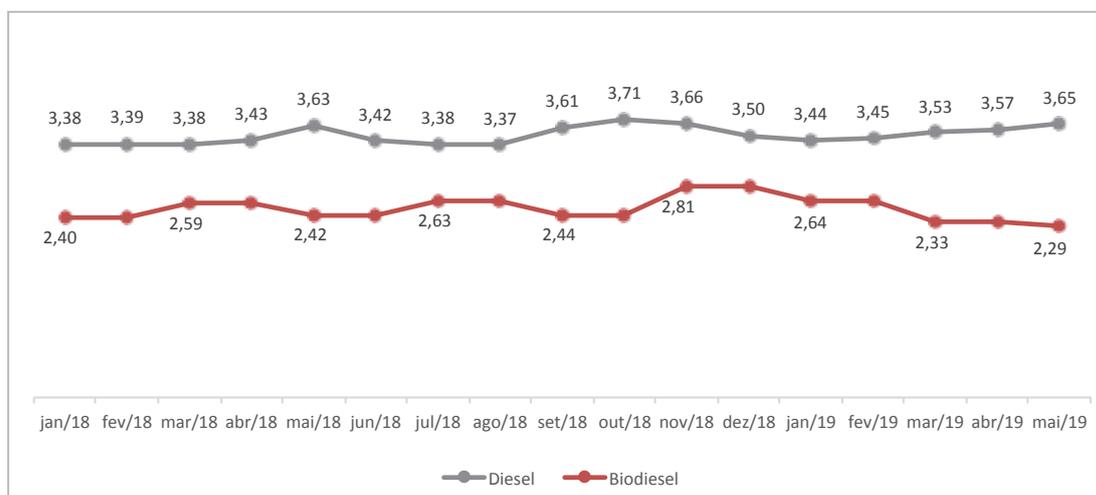
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq

Biodiesel

No 65º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de março e abril de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,33. Para os meses de maio e junho, o biodiesel foi negociado a um valor ainda menor (R\$ 2,29), no 66º Leilão, sendo o preço mais baixo

dos últimos 11 leilões, apesar do volume negociado no 66º certame (928,5 milhões de litros) ter sido inferior ao do anterior (977,5 milhões de litros).

Já o preço de revenda do óleo diesel aumentou de R\$ 3,57, em abril, para R\$ 3,65, em maio, registrando alta de 2,1% no período.

Gráfico 3.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Tabela 3.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	abr-19	acum-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	862,8	3.345,8	2,7%	-5,3%	-8,4%
Etanol Hidratado	1.817,0	7.161,7	3,5%	41,2%	35,6%
Total Etanol	2.679,8	10.507,5	3,2%	21,9%	17,7%
Biodiesel	465,4	1.798,0	2,2%	0,8%	12,0%

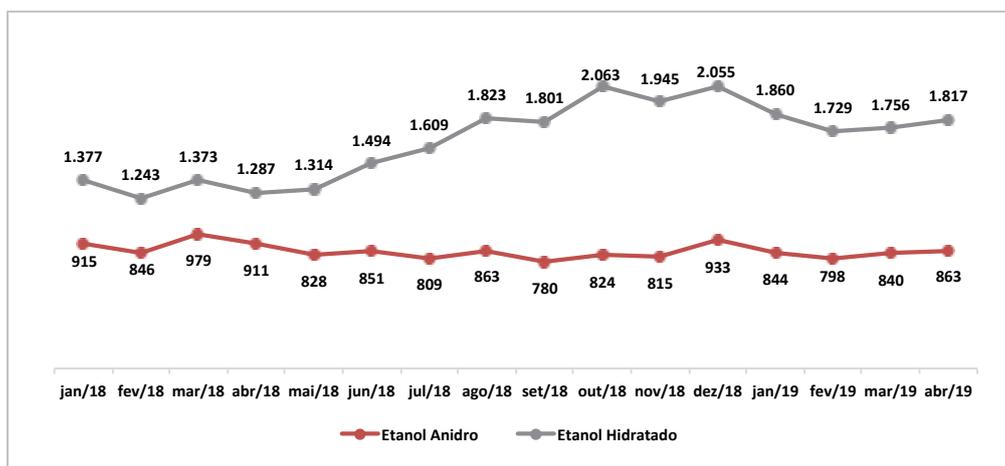
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol

Mesmo com a produção abaixo do esperado, no primeiro mês da safra 2019/20 foram consumidos 1,8 bilhão de litros de etanol hidratado (Tabela 3.2). O volume representa um aumento de 41,2% em relação a abril de 2018. No acumulado de janeiro a abril, o consumo do hidratado registra alta de 35,6%. No caso do etanol anidro, adicionado na gasolina, a demanda caiu 5,3% entre abril/18 e abril/19, e no acumulado dos quatro primeiros meses do ano, o consumo caiu 8,4%.

Além dos preços competitivos frente à gasolina, os estoques de etanol hidratado entraram na temporada 2019/20 com volumes elevados. Conforme divulgado pelo portal Novacana²², de acordo com os dados da do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Mapa), em 1º de abril, as usinas do Centro-Sul estocavam 795,03 milhões de litros de hidratado, volume 83,76% acima dos 432,65 milhões de litros armazenados um ano antes.

Gráfico 3.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

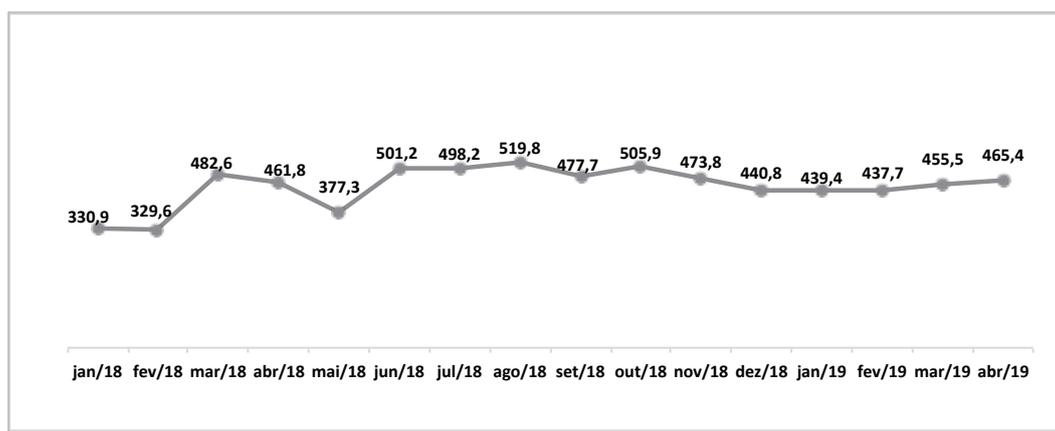
²² Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/abastecimento/estoques-etanol-hidratado-comecam-safra-83-8-maiores-comparativo-anual-250419>

Biodiesel

O consumo de biodiesel registrou alta de 2,2% em abril/19, com 465,4 milhões de litros adicionados ao óleo diesel. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (abril/18), a demanda aumentou apenas 0,8%, mas no acumulado de janeiro a abril, a demanda deste ano está 12% acima de

2018 (Tabela 3.2). O crescimento da demanda por biodiesel reflete não apenas o aumento do teor obrigatório de mistura do óleo diesel, mas a recuperação das vendas do derivado fóssil, que aumentaram 1,6% na comparação entre o primeiro quadrimestre deste ano e do passado.

Gráfico 3.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Tabela 3.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	abr-19	acum-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	acum-19/acum-18
Importação	230,7	626,9	106,6%	-41,2%	-40,1%
Exportação	4,1	370,9	-96,9%	-94,6%	14,1%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em um cenário de demanda aquecida no mercado interno, o Brasil importou 230,7 milhões de litros de etanol em abril/19, volume que representa um aumento de 106,6%, em relação ao mês anterior (março/19). Na comparação com abril do ano passado, a internalização do biocombustível caiu 41,2%, e no acumulado de janeiro a abril, os 626,9 milhões de litros importados em 2019 ficaram 40,1% abaixo do mesmo período do ano passado, quando foram importados 1,05 bilhão de litros. O

aumento da produção do biocombustível na safra 2018/19 e os maiores estoques das usinas durante a entressafra contribuíram para a redução da entrada de etanol estrangeiro.

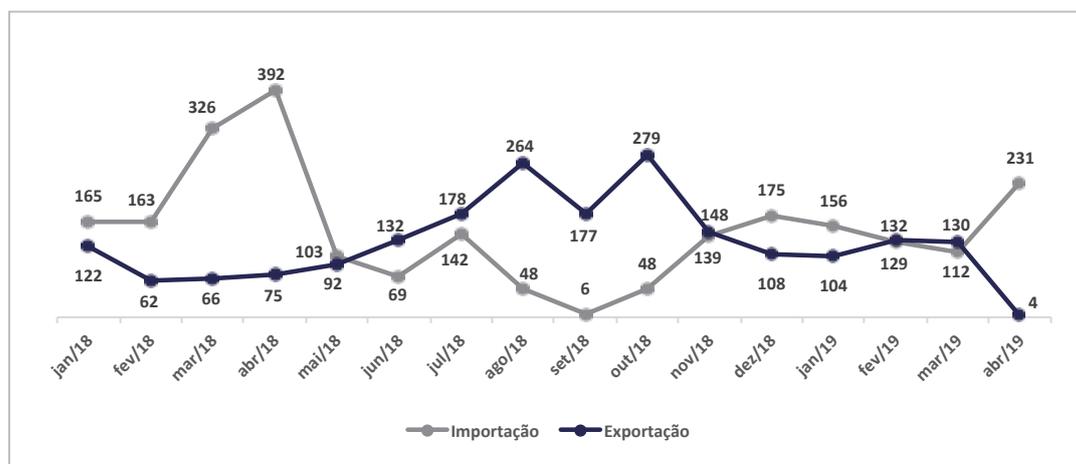
Em relação às vendas ao mercado externo, o Brasil exportou 4,1 milhões de litros de etanol em abril/19, um volume bastante reduzido quando comparado com a série histórica mensal dos últimos anos. A disponibilidade de etanol para exportação esteve

enfraquecida, pela recuperação lenta da produção nacional e pela elevada demanda no mercado doméstico. No acumulado do primeiro quadrimestre do ano, as exportações de 2019 estão 14,1% acima de 2018.

No mês de abril/19, as importações superaram as exportações de etanol em 226,6 milhões de litros, e,

no acumulado de janeiro a abril, foram importados 256,1 milhões de litros a mais do que o enviado ao exterior. Em termos monetários a balança comercial do biocombustível, que estava superavitária até o mês de março, passou a registrar um déficit de US\$ 56,1 MM (US\$ FOB) no acumulado dos quatro primeiros meses do ano.

Gráfico 3.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

Conforme divulgado pela Agência Brasil²³, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou uma resolução para fomentar a livre concorrência na atividade de abastecimento de combustível no Brasil, por meio do estímulo à entrada de novos

agentes econômicos. Uma das iniciativas avaliadas é a permissão da venda direta de etanol das usinas para os postos revendedores, sem passar pelas distribuidoras. Segundo o CNPE, antes de ser permitida a venda direta, o Conselho sugere a aprovação de uma lei que estabeleça a monofasia tributária federal, cabendo ao Ministério da Economia avaliar a sua implementação.

²³ Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/abastecimento/estoques-etanol-hidratado-comecam-safra-83-8-maiores-comparativo-anual-250419>

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	40.437,28	-0,27%	2,23%		40.546,39	39.555,79
S	11.699,10	-2,29%	-1,33%		11.973,30	11.856,29
NE	11.123,72	-0,17%	4,45%		11.143,13	10.649,34
N	5.460,65	-0,94%	0,85%		5.512,72	5.414,88
SIN	68.720,75	-0,66%	1,84%		69.175,54	67.476,30

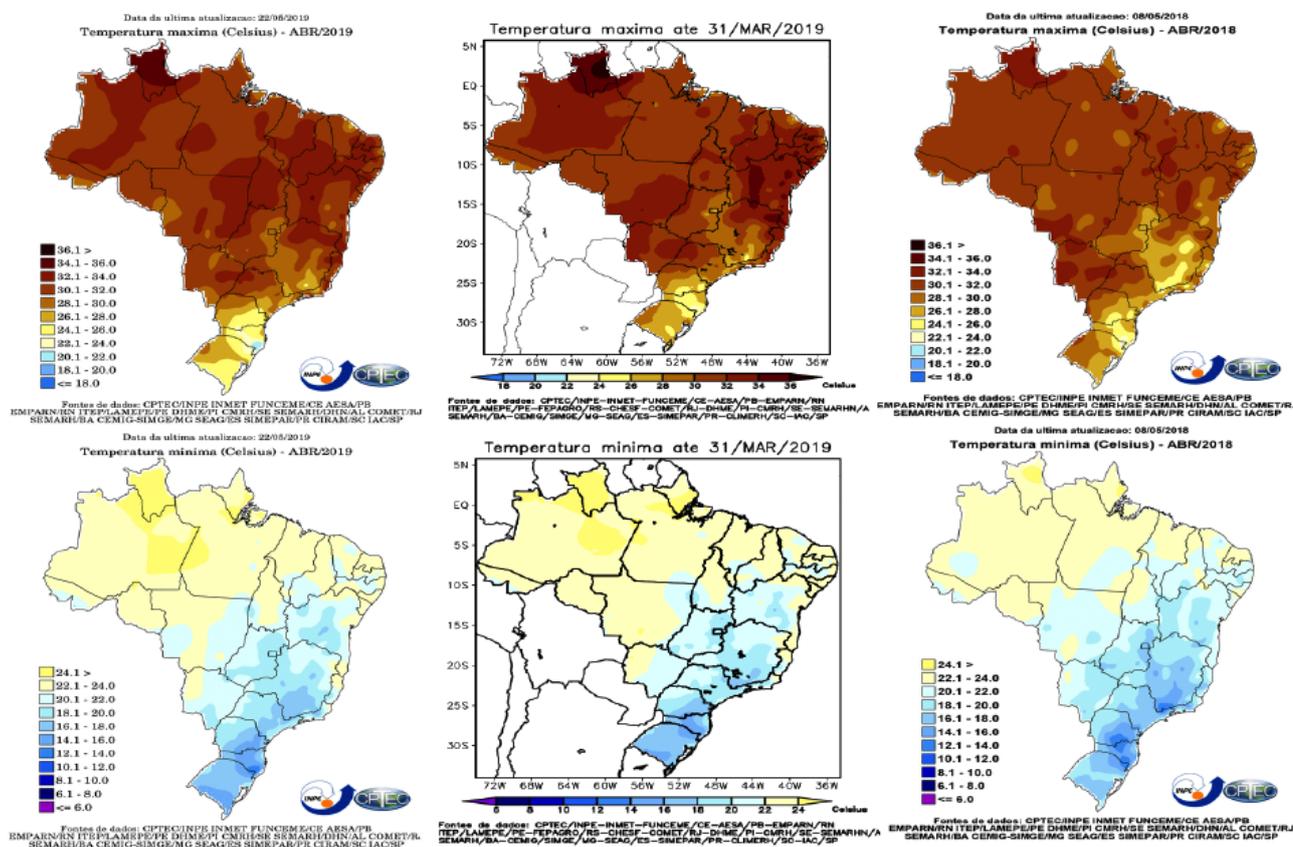
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em abril de 2019, o consumo médio mensal de energia do SIN reduziu 0,27%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, a carga diminuiu em todos os subsistemas. A maior redução ocorreu no S, 2,29%. Esta redução no consumo é esperada para esse período, devido à redução das temperaturas médias associadas ao início do outono.

Na comparação anual, apesar da queda no crescimento da indústria, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de 1,84%. O S foi o único subsistema com decréscimo na carga entre os meses de março de 2018 e 2019. Todos os outros aumentaram seu consumo de energia. O maior aumento anual foi observado no NE, 4,45%. Em seguida aparece o SE/CO com 2,23%.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para abr/19, mar/19 e abr/18



Fonte: CPTEC/INPE

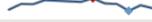
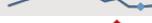
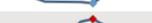
B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de março e abril de 2019, a geração média de energia aumentou 10,64%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, diminuiu teve um aumento total de 12,65%. Além da fonte hidráulica, observou-se também aumento da geração das usinas térmicas. Contudo, a geração nuclear sofreu um decréscimo de 13,93% devido à parada progra-

mada de Angra 2, iniciada em 22/04 para a substituição do elemento combustível e manutenção preventiva. A geração eólica aumentou 4,00%, enquanto a geração solar teve um pequeno decréscimo de 0,96%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 13,31% na geração total do SIN. Além da energia solar, cujo aumento expressivo se deve à entrada em operação de novas usinas, a única fonte que observou aumento, com 18,83%, foi a hidráulica.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

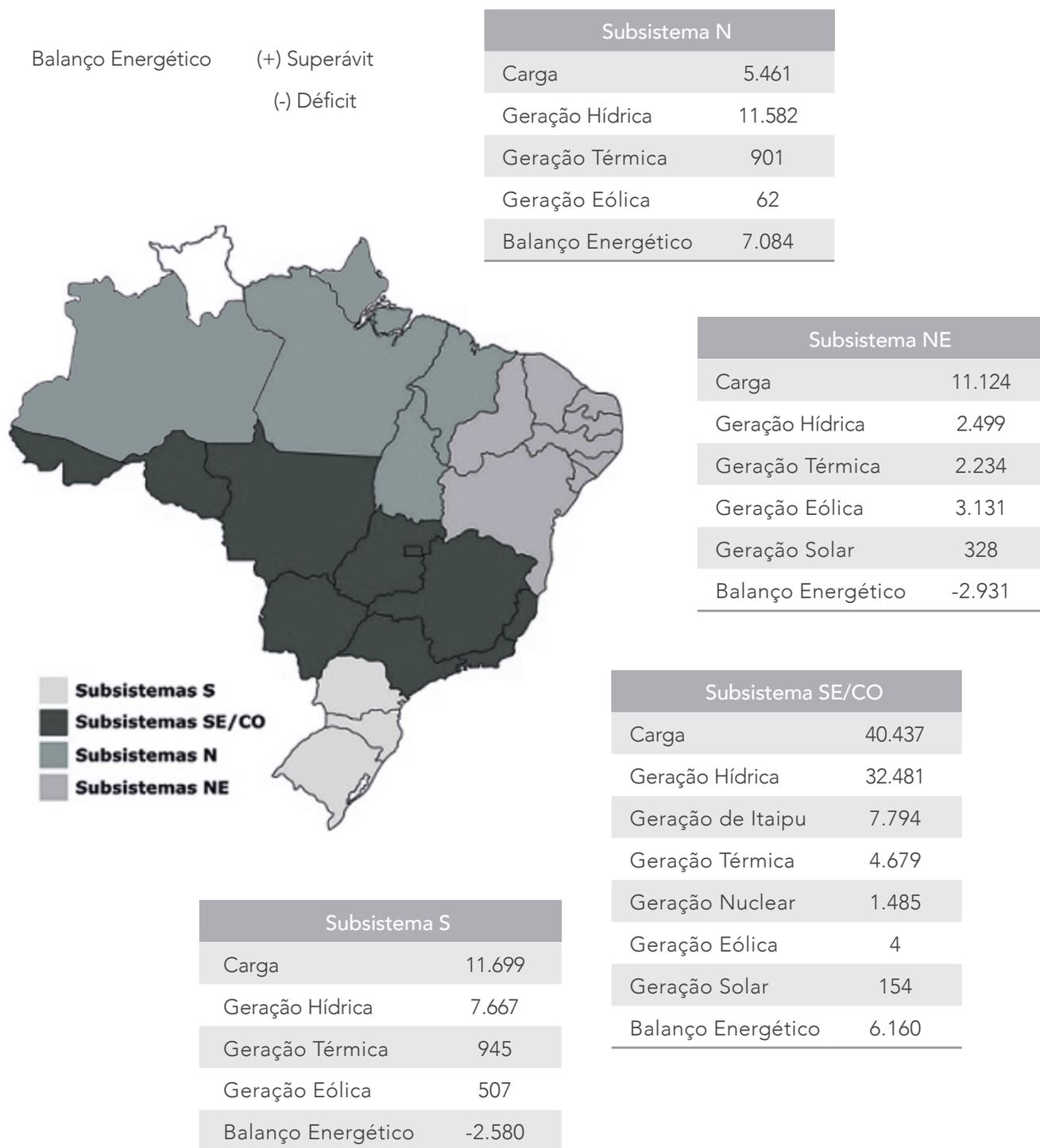
		abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	Hidráulica	32.480,86	33,37%	43,48%		24.353,22	22.637,54
	Nuclear	1.485,50	-13,93%	-24,88%		1.725,97	1.977,59
	Térmica	4.679,05	16,39%	-10,51%		4.019,98	5.228,36
	Eólica	4,20	16,95%	-59,14%		3,59	10,28
	Solar	153,68	-2,13%	68,49%		157,03	91,21
	Total	38.803,29	28,23%	29,58%		30.259,80	29.944,99
S	Hidráulica	7.667,31	-10,04%	5,50%		8.523,39	7.267,68
	Térmica	944,54	16,74%	16,20%		809,09	812,85
	Eólica	507,49	-16,04%	10,16%		604,45	460,69
	Solar	0,35	4,90%	-37,49%		0,33	0,55
	Total	9.119,68	-8,23%	6,77%		9.937,25	8.541,77
NE	Hidráulica	2.499,07	13,64%	35,48%		2.199,08	1.844,62
	Térmica	2.234,21	-10,17%	-5,59%		2.487,05	2.366,45
	Eólica	3.131,43	8,76%	-2,41%		2.879,19	3.208,86
	Solar	328,25	-0,44%	76,24%		329,72	186,25
	Total	8.192,96	3,77%	7,71%		7.895,04	7.606,18
N	Hidráulica	11.581,78	-1,90%	8,95%		11.806,52	10.630,14
	Térmica	900,96	-5,00%	0,28%		948,42	898,48
	Eólica	61,71	-17,95%	51,72%		75,20	40,67
	Solar	1,22	-	-		1,11	0,00
	Total	12.545,67	-2,23%	8,44%		12.831,26	11.569,30
Itaipu		7.794,00	-4,68%	-20,58%		8.177,00	9.813,93
Total	Hidráulica	62.023,02	12,65%	18,83%		55.059,21	52.193,91
	Nuclear	1.485,50	-13,93%	-24,88%		1.725,97	1.977,59
	Térmica	8.758,76	5,98%	-5,88%		8.264,54	9.306,14
	Eólica	3.704,82	4,00%	-0,42%		3.562,43	3.720,51
	Solar	483,50	-0,96%	73,91%		488,19	278,02
SIN		76.455,60	10,64%	13,31%		69.100,35	67.476,17

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de abril de 2019, apenas nos subsistemas N e SE/CO a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 40.437 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 46.597 MWmed, resultando num balanço energé-

tico de 6.160 MWmed. O balanço energético positivo dos submercados N e SE/CO foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE e S que precisaram importar respectivamente 2.931 MWmed e 2.580 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados cerca de 59 MWmed.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
S - SE/CO	-2.520,27	-28,53%	23,96%		-1.960,86	-3.314,39
Internacional - S	59,03	-21,49%	-		75,19	0,00
N - NE	2.561,45	-10,43%	-1,93%		2.859,58	2.611,81
N - SE/CO	4.523,56	1,45%	27,69%		4.458,96	3.542,60
SE/CO - NE	369,30	1,36%	-14,38%		364,35	431,34

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	abr-19		abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19		abr-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	51.981,00	96,55%	-20,67%	7,79%		65.524,00	96,47%	48.223,00	89,61%
S	6.882,00	100,81%	-29,85%	12,82%		9.810,00	133,36%	6.100,00	91,36%
NE	6.529,00	55,70%	5,00%	14,38%		6.218,00	43,32%	5.708,00	48,27%
N	25.528,00	97,66%	14,26%	-9,22%		22.342,00	84,88%	28.122,00	107,36%
SIN	90.920,00	-	-12,49%	3,14%		103.894,00	-	88.153,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

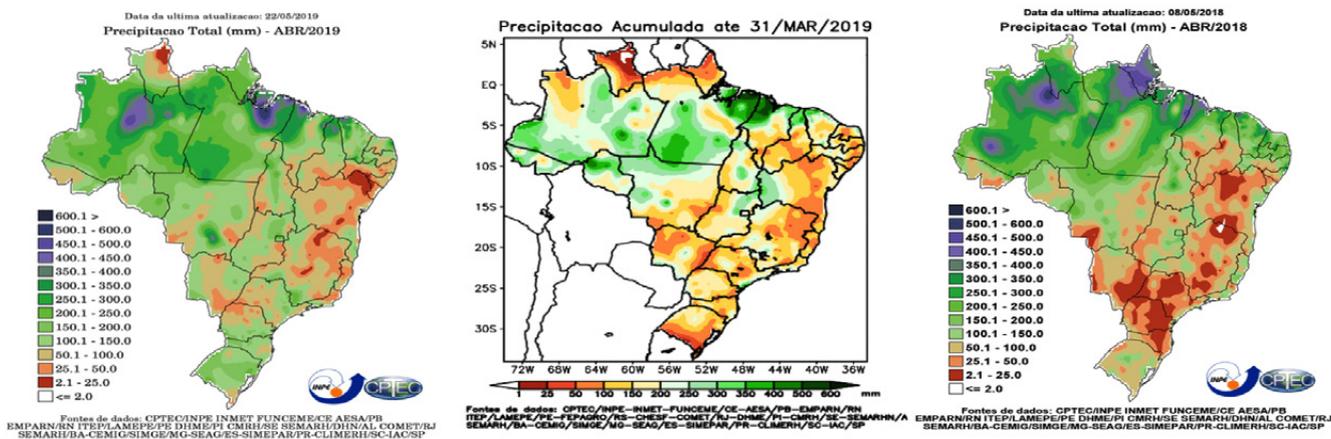
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses março e abril de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 12,49%. A ENA aumentou em apenas dois subsistemas, NE e N. A maior variação ocorreu no S, com um decréscimo de 29,85%. Em seguida apareceram o SE/CO (com um decréscimo de 20,67%), o N (com um aumento de 14,26%) e por fim o NE (com um aumento de 5,00%). Contudo, vale destacar que as ENAs de três dos quatro submercados (SE/CO, S, N) estão

bem próximas de suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT²⁴). O NE é o único que possui ENA em que ocorre maior um distanciamento considerável de sua MLT.

Na comparação anual, foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada foi de 3,14%. Os subsistemas SE/CO, S e NE tiveram uma variação positiva de 7,79%, 12,82% e 14,38%, respectivamente. Por outro lado, o N sofreu uma redução de 9,22%.

²⁴ A Energia Natural Afluyente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para abr/19, mar/19 e abr/18.

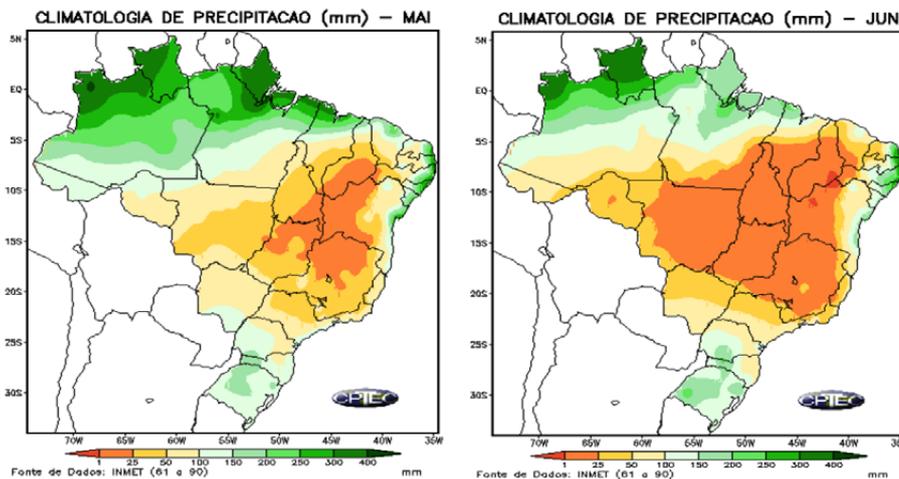


Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 4.3 apresenta a precipitação total para os meses analisados. Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de maio e junho

de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação com a chegada do período seco em grande parte do território nacional.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para maio e junho de 2019



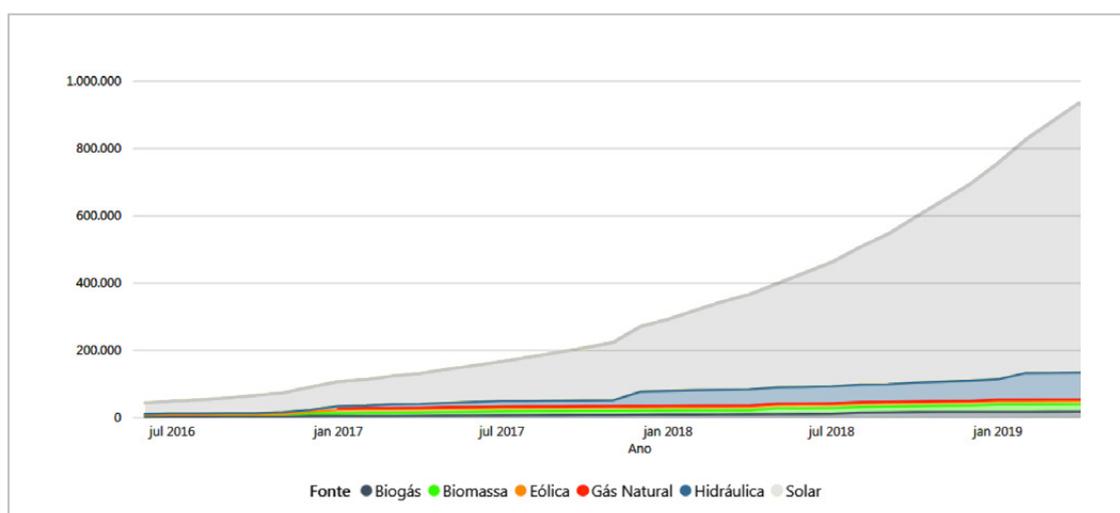
Fonte: CPTEC/INPE

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), no mês de abril, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 936 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.2. Desse montante, em torno de 86% é representado pela fonte solar fotovoltaica

com um crescimento de aproximadamente 7,5% em relação ao mês anterior (março). Já as outras fontes não apresentaram um crescimento tão significativo, tendo ocorrido apenas um pequeno aumento das fontes biogás e hidráulica, ambos aproximadamente de 1%.

Gráfico 4.1: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



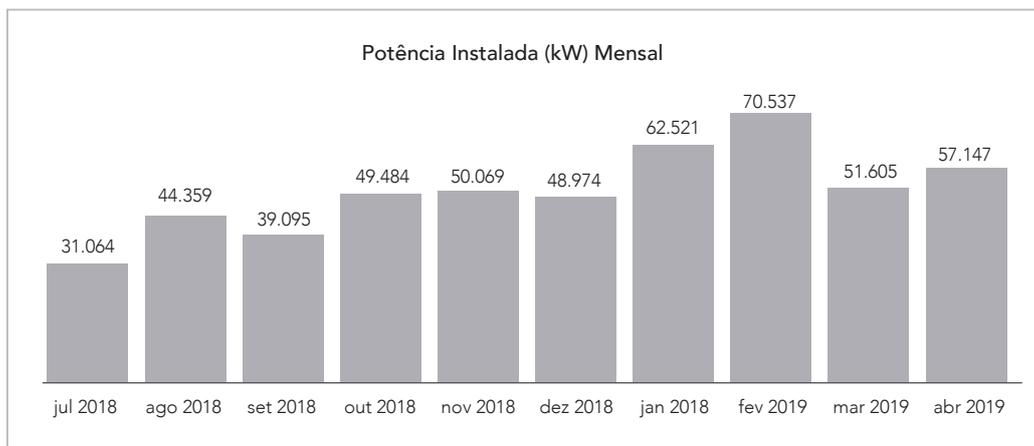
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

O aumento mensal de unidades consumidoras de MMGD desde julho de 2018 vem ocorrendo de maneira relativamente crescente, ou seja, a média do total instalado do primeiro semestre de 2019 se mantém superior à média de MMGD instalada no semestre anterior, segundo semestre de 2018, revelando que não somente o número de unidades consumidoras continua aumentando,

mas também a própria taxa de crescimento de MMGD.

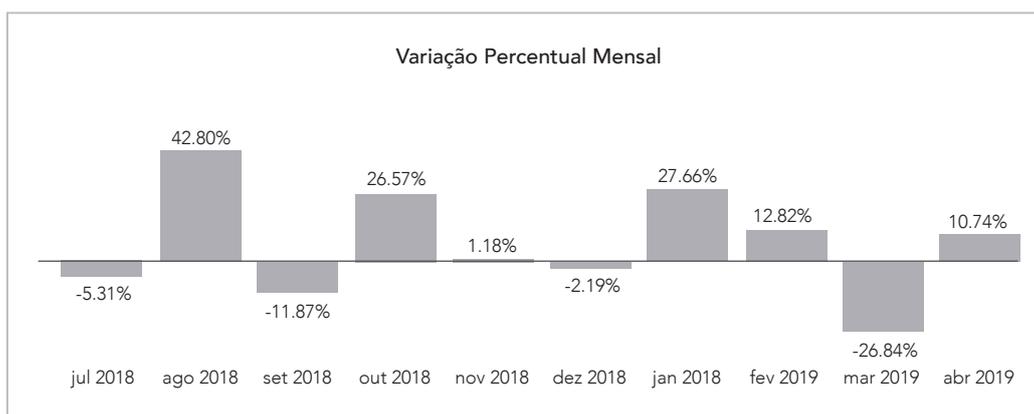
O gráfico 4.3, por sua vez, mostra a variação percentual relativa do crescimento da Potência Instalada de MMGD do mês em relação ao mês anterior. Ele indica que até o mês de abril deste ano, apenas março apresentou redução no ritmo de crescimento.

Gráfico 4.2: Capacidade Instalada Mensal da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Gráfico 4.3: Variação Percentual da Capacidade Instalada de MMGD em Relação ao Mês Anterior (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

F) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	abr-19		abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19		abr-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	91.704	45,11%	12,73%	2,52%		81.351	40,02%	89.454	43,99%
S	9.069	44,07%	-3,17%	-29,03%		9.366	46,60%	12.779	63,58%
NE	29.991	57,86%	9,67%	41,87%		27.346	52,76%	21.140	40,80%
N	10.666	70,89%	6,67%	2,80%		9.999	66,46%	10.375	68,96%
SIN	141.430	48,64%	10,44%	5,74%		128.062	44,12%	133.748	46,07%

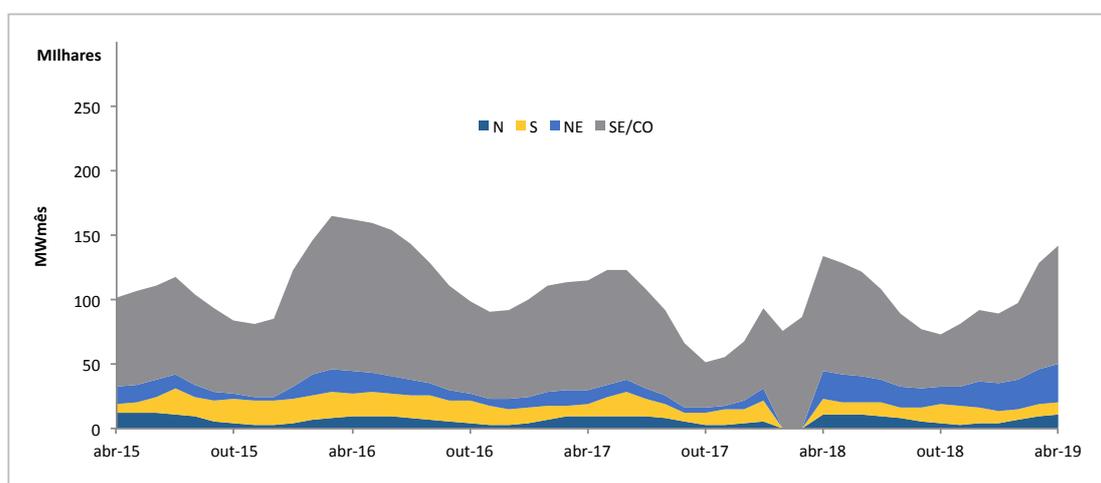
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de março e abril de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 10,44%, atingindo 48,64% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva. A exceção foi o reservatório do Sul, que teve uma queda de 3,17%. O SE/CO foi o subsistema com a maior variação observada, 12,73%. Em seguida aparecem os NE com 9,67%, o N com 6,67% e por fim o S com redução de 3,17%. Na

comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 41,87%, 2,80% e 2,52% no NE, no N e no SE/CO, respectivamente. Por outro lado, o S observou uma redução do nível de seus reservatórios. A variação nesse subsistema foi -29,03%, fazendo com que seu reservatório atingisse a marca de 44,07%. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 5,74% em um ano. O Gráfico 4.4 apresenta o histórico de armazenamento dos últimos 4 anos.

Gráfico 4.4: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWMês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em abril de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) reduziu em todos os submercados, quando comparados ao mês anterior. Destaque para o CMO do N que foi igual à R\$ 0,00, resultado de condições hidrológicas favoráveis. O CMO do NE foi R\$ 9,68, o que representa uma redução de 92,81%. Por fim, o SE/CO e S

tiveram custos iguais à R\$ 172,93, 31,67% menores do que o mês anterior.

Na comparação anual pode-se perceber que o CMO nos submercados SE/CO e S foram 50,53% maiores. Por outro lado, o NE observou uma redução de 91,93%, passando de R\$ 134,60 para o atual R\$ 119,96. Por fim, o CMO em março de 2018 no N era R\$ 0,00 continuou a ser R\$ 0,00.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	Tendências*	mar-19	abr-18
SE/CO	172,93	-31,67%	50,53%		253,07	114,88
S	172,93	-31,67%	50,53%		253,07	114,88
NE	9,68	-92,81%	-91,93%		134,60	119,96
N	0,00	0,00%	-100,00%		0,00	18,01

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajuste tarifário e revisão tarifária de 3 concessionárias. As Tabelas 4.7 e 4.8 apresentam as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, a SULGIPE teve um reajuste médio para a baixa tensão de -0,86% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -4,10%, resultando num efeito médio para o consumidor final de -1,89%. Segundo a ANEEL, o pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para reduzir o reajuste em -3,64%.

A Nova Palma também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -6,57%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 7,16% e 4,08%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para reduzir o reajuste em -3,21%, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,97%.

A Cemig-D também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 8,73%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 7,89% e 10,71%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para redução de -2,85% no reajuste, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,96%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste de 3 cooperativas sendo estas: Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de

Novo Horizonte – Cernhe (SP) com efeito médio de 25,3%; Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Promissão – Cerpro (SP) com efeito médio de 25,4%; e a Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacui – Certaja (RS) com efeito médio de 6,9%.

Como pode ser observado na Tabela 4.8, a Celpa teve uma revisão média para a baixa tensão de 6,30% enquanto que para a alta tensão a revisão foi de -6,56%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 3,16%. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram, inicialmente, para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -4,57%, destaque para o pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes em rubrica (retirada CDE Decreto) da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Elektro também teve sua tarifa revisada. O efeito médio para o consumidor foi de -8,37%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram revisões médias negativas, -11,21% e -2,92%, respectivamente. Segundo a ANEEL, na revisão da concessionária, os itens que mais contribuíram para os índices propostos de redução tarifária foram os custos com pagamento de encargos setoriais. Inicialmente, eles contribuíram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -6,05%.

Por fim, a EDP-ES também teve sua tarifa revisada. O efeito médio para o consumidor foi de -6,66%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram revisões médias negativas, -6,79% e -6,35%, respectivamente. Segundo a ANEEL, os itens que mais contribuíram para os índices propostos de redução tarifária foram os custos com pagamento de encargos setoriais. Inicialmente, eles contribuíram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -6,63%.

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE e BA	-0,86%	-4,10%	-1,89%	22/mai	148.343 mil
Nova Palma	Usina Hidroelétrica Nova Palma	RS	7,16%	4,08%	6,57%	22/mai	16 mil
Cemig-D	Cemig Distribuição S/A	MG	7,89%	10,71%	8,73%	28/mai	8,4 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 4.8: Revisão Tarifária

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
Celpe	Centrais Elétricas do Pará	PA	6,30%	-6,56%	3,16%	07/ago	2,6 milhões
Elektro	Elektro Redes S/A	SP	-11,21%	-2,92%	-8,37%	27/ago	2,6 milhões
EDP	EDP-ES	ES	-6,79%	-6,35%	-6,66%	07/ago	1,5 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
Termelétrica	109	2	5	2	1	1	4	124
Biomassa	4	9	9	2	5	-	7	36
Solar	11	7	29	12	-	-	-	59
Hidrelétrica	4	4	3	-	2	1	9	23
PCH	10	25	44	21	7	2	29	138
Eólica	8	48	5	26	43	33	26	189
Total	146	95	95	63	58	37	75	569

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.9, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 20,597 MW. Desse total, as termelétricas irão contribuir com o maior percentual, 33,8%. Em seguida aparecem as eólicas com 22,8%, as hidrelétricas com 18%, a solar fotovoltaica com 14,3%, as pequenas centrais hidrelétricas com 6,5%, a biomassa com 4,5% e as centrais geradoras hidráulicas com 0,1%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar cerca de 68% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 15%. A partir de 2021 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 111 MW até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.9, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 4.339 MW, sendo aproximadamente 68% em hidrelétrica, 21,2% em termelétrica, 5,5% em solar, 2,2% em biomassa, 1,7% em eólica, 1,2% em PCH e 0,1% em CGH.

J) LEILÕES

Ao longo do último período, foram verificadas operações relacionadas aos leilões de transmissão e geração de energia elétrica. Especificamente, foi tratado o leilão N° 2/2019 de transmissão, e os leilões N° 01/2019 e N° 03/2019 de geração.

No que tange o leilão de transmissão, a realização de audiência pública para receber sugestões ao

edital do leilão N° 2/2019 foi aprovado pela ANEEL no dia 28/5/19. A minuta do edital ficará em audiência entre maio e julho de 2019. A publicação do edital está prevista para novembro, enquanto o certame está previsto para dezembro. O certame vai ofertar 13 lotes de concessões com 43 empreendimentos, sendo 25 linhas de transmissão e 18 subestações. O leilão visa contratar 2.380 km de linhas de transmissão e 7.900 MVA em capacidade de transformação, com obras nos estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, São Paulo e Rio Grande do Sul a partir de 2019. O investimento previsto é de aproximadamente R\$ 4 bilhões, com geração de 8.500 empregos diretos. Os prazos de conclusão das obras variam de 42 a 60 meses.

Com relação ao leilão de geração, foi aprovado pela ANEEL no dia 28/5 o edital do leilão N° 03/2019 de geração A-4 de 2019. O objetivo é contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023. O leilão está previsto para ocorrer em junho deste ano. A energia elétrica gerada será objeto de contratos por quantidade (CCEARs), com prazo de suprimento de 30 anos, para empreendimentos hidrelétricos. Também haverá contratos por disponibilidade, com prazo de suprimento de 20 anos, para usinas a biomassa e contratos por quanti-

dade, com prazo de 20 anos, diferenciados por fontes, para empreendimentos a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica. Para este leilão, a EPE recebeu 1.581 projetos, totalizando 51,2 mil MW de potência instalada.

Ainda sobre leilões de geração, o leilão 01/2019, para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, foi realizado no dia 31/5/19, em São Paulo, com negociação total de 263,5 MW para fornecimento a partir de 28 de junho de 2021, envolvendo investimentos de aproximadamente R\$ 1,6 bilhão. Ao todo, foram nove soluções de suprimento contratadas, com preço médio de R\$ 833 por MWh, com deságio médio de 22,7% em relação ao preço inicial de R\$ 1.078,00 por MWh. Entre os vencedores estão sete projetos de fontes renováveis, que incluem usinas solares fotovoltaicas, a biomassa e biocombustíveis. Foram negociados contratos de Sistemas Isolados (CCESIs) diferenciados por tipo de produto e fonte primária de energia, com diferentes prazos de vigência. Considerando o produto "Potência" para gás natural ou renovável, ou composição delas, com prazo de vigência dos contratos de 15 anos, foram negociados 225,4 MW de disponibilidade de potência, para uma receita fixa total de R\$ 778,6 milhões/ano. No produto "Potência" para quaisquer outras fontes que não sejam gás natural ou renovável, com contratos de 7 anos, foram negociados 38,1 MW de disponibilidade de potência.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. 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 - 7ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
	Objeto	ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2021
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4, três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2021
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 10/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato da 6ª Rodada de Licitações sob o regime de Partilha de Produção.	
		Etapa	Data
		Prazo limite para colaboração	10/05/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta as regras que estabelecem as definições, diretrizes e normas para a aplicação de recursos a que se referem às Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, presentes nos Contratos para Exploração Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como as regras para comprovação das atividades de P,D&I e respectivas despesas realizadas pelas Empresas Petrolíferas em cumprimento às referidas cláusulas contratuais.	
		Etapa	Data
		Prazo limite para colaboração	04/06/19
	Consulta Pública	MME - Consulta Pública nº 70	
	Consulta Pública	RenovaBio - Metas Nacionais de Descarbonização da Matriz de Combustíveis - Ciclo 2020 - 2029. Consulta pública sobre a proposta dos limites máximos para as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017 (Lei do RenovaBio).	
		Etapa	Data
		Prazo limite para colaboração	30/04/2019 à 30/05/2019
	Consulta Pública	MME - Consulta Pública nº 73	
	Consulta Pública	Portaria - Acordo de Cooperação entre Contrato de Cessão Onerosa e Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Regra o Acordo de Coparticipação entre a Cessionária do Contrato de Cessão Onerosa e o Contratado do Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa nas Áreas de Desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos.	
		Etapa	Data
		Prazo limite para colaboração	30/04/2019 à 30/05/2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Objeto	ANEEL - Consulta nº 002/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para a revisão do Plano de Dados ANEEL referente ao biênio 20018-2019.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	De 13/02/2019 a 14/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 003/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019).	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	De 25/02/2019 a 30/06/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2018	
Consulta Pública	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 para colaboração	De 13/02/2019 a 14/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 005/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para o aperfeiçoamento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	De 20/03/2019 a 20/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 006/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares afetos à vida útil regulatória de equipamentos da transmissão.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	De 25/03/2019 a 20/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 007/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo do Fator X a ser aplicada às Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de 2020, conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	De 05/04/2019 a 06/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 008/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios relativos a base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras – TUSDG do ciclo tarifário 2019-2020.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	30/04/2019 a 20/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 009/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para: (i) a proposta de alteração dos submódulos 3.1 – Contratos do Ambiente Livre e 8.1 – MCDSD Mensal, Trocas Livres e 4% dos Procedimentos de Comercialização, em razão da Resolução Normativa nº 832/2018; e (ii) a proposta de alteração do submódulo 3.5 – Receita de Venda de CCEAR e criação do submódulo 3.8 – Mecanismo de Venda de Excedentes dos Procedimentos de Comercialização, em razão da Resolução Normativa nº 833/2018	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	02/05/2019 a 31/05/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 011/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios, a ser aplicada, a partir de 2020, aos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	20/05/2019 à 18/07/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 012/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de aprimoramento dos requisitos de serviços auxiliares dos Procedimentos de Rede.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	23/05/2019 à 21/06/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 013/2019	
Consulta Pública	Obter subsídios para contratação de Serviço de atendimento multicanal, abrangendo todos os recursos necessários à sua implantação e operacionalização, destinadas à Central de atendimento da Ouvidoria Setorial da ANEEL.	
	Etapas	Data
	Prazo para colaboração	06/06/2019 à 21/06/2019
Objeto	MME - Consulta Pública nº 71	
Consulta Pública	Documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP - modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário).	
	Etapas	Data
	Prazo previsto	30/04/2019 à 29/05/2019
Objeto	MME - Consulta Pública nº 72	
Consulta Pública	Portaria - Revisão de Cálculo dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas. A minuta de Portaria com o objeto de estabelecer os Procedimentos e as Metodologias para Cálculo e Revisão dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas, cujos documentos e informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.mme.gov.br , Portal de Consultas Públicas.	
	Etapas	Data
	Prazo previsto	30/04/2019 à 17/06/2019

S
E
T
O
R

E
L
É
T
R
I
C
O

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Objeto	ANEEL - Audiência nº 011/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para a Quinta Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição São Paulo e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2020 a 2023.	
Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		De 04/04/2019 a 17/05/2019
Objeto	ANEEL - Audiência nº 012/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 3/2019, denominado "Leilão A-4 de 2019", o qual se destina à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2023.	
Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		De 10/04/2019 a 10/05/2019
Objeto	ANEEL - Audiência nº 013/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa nº 673/2015, que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH, e respectiva Análise de Impacto Regulatório – AIR.	
Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 12/06/2019
Objeto	ANEEL - Audiência nº 014/2019	
Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório acerca da revisão da Resolução Normativa nº 709/2016, que estabelece disposições relativas ao desenvolvimento de atividades operacionais e de holding pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.	
Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 24/06/2019
Objeto	ANEEL - Audiência nº 032/2019 - 2ª Fase	
Audiência Pública	Obter subsídios acerca da regulamentação da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT.	
Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 10/05/2019
Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019	
Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.	
Etapas		Data
Realização		a definir
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		27/06/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		26/09/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		23/04/20
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		24/09/20
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		29/04/21
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		30/09/21
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		06/12/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		06/12/19
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
Etapas		Data
Prazo previsto		04/12/20

S E T O R
E L É T R I C O

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		04/12/20
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		03/12/21
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		03/12/21
	Consulta Pública	MIME - Consulta Pública nº 72	
	Consulta Pública	Portaria - Revisão de Cálculo dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas. A minuta de Portaria com o objeivo de estabelecer os Procedimentos e as Metodologias para Cálculo e Revisão dos Montantes de Garana Física de Energia	
Etapa		Data	
Prazo limite para colaboração		30/04/2019 à 17/06/2019	

Conheça as publicações **FGV Energia**



PUBLICAÇÕES DISPONÍVEIS NO SITE:

www.fgv.br/energia

A SUA ENERGIA É NEGOCIAR O MELHOR PARA SUA EMPRESA?

NÓS SABEMOS O QUANTO É IMPORTANTE PARA VOCÊ ESCOLHER AS MELHORES SOLUÇÕES PARA O SEU NEGÓCIO. No Mercado Livre, você pode negociar o pacote de energia que melhor se encaixa na sua empresa. Na hora de ingressar nessa modalidade, escolha a credibilidade e inovação da Enel.

**Acesse enelenergialivre.com.br
ou ligue: (85) 98194.5177 | (21) 99601.4925**

Seja qual for a sua energia, existe uma solução da Enel para sua empresa.

What's your power?



enel



Usina Hidrelétrica de Funil
Resende - RJ

Transparência & sustentabilidade

***Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.***

- *40% da Energia do Brasil passa por Furnas.*
- *Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.*
- *24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.*
- *100% na geração de energia limpa para o Brasil.*



Ministério de
Minas e Energia



NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ. Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse www.cibioogas.org



**O NOVO
NÃO ESTÁ
A CAMINHO.
ELE É APLICADO
AGORA.**

Veja como usamos hoje a inovação
e o profundo conhecimento de indústria
nos reais desafios empresariais.
Acesse accenture.com.br

NEW APPLIED NOW



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)



Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia