FGV ENERGIA

AGOSTO 2018



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

O mercado de veículos elétricos no Brasil: os avanços e as lições aprendidas.

OPINIÃO

Leonam dos Santos Guimarães

Lições aprendidas para a retomada do programa nuclear brasileiro

Nelson Silva

Transformação digital, a 4ª revolução industrial

Gonçalo Pereira, Tamar Roitman e Carolina Grassi

O Planeta, o Brasil e o RenovaBio

SUMÁRIO

EDITORIAL

O mercado de veículos elétricos no Brasil:
os avanços e as lições aprendidas. 04

OPINIÃO

Lições aprendidas para a retomada do programa nuclear brasileiro 10
Transformação digital, a 4ª revolução industrial 15
O Planeta, o Brasil e o RenovaBio 19

PETRÓLEO 24
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo 24
Derivados do Petróleo 29
Política de preços de derivados 30

GÁS NATURAL 32
Dados Gerais 32
Produção e Importação 33
Consumo 35
Preços 37
Prévia – Maio 2018 38
Futuro 38

BIOCOMBUSTÍVEIS 40
Produção 40
Preços 42
Consumo 43
Importação e Exportação de etanol 45
Decisões recentes que afetam o setor 46

SETOR ELÉTRICO 47
Disponibilidade 47
Demanda 49
Oferta 50
Balanço Energético 51
Estoque 52
Custo Marginal de Operação – CMO 53
Micro e Minigeração Distribuída 53
Expansão 54
Tarifas de Energia Elétrica 55
Leilões 56

ANEXO 57



EDITORIAL*

O mercado de veículos elétricos no Brasil: os avanços e as lições aprendidas

AS TENDÊNCIAS MUNDIAIS

As preocupações com o nível de poluição atmosférica e a saúde da população, a elevada emissão de gases do efeito estufa no setor de transportes e a consequente mudança do clima são as principais causas do investimento na mobilidade elétrica mundial. Além disso, os carros elétricos apresentam maior rendimento energético, menor número de peças e baixo custo de manutenção frente ao motor a combustão, o que representa uma evolução tecnológica e econômica no setor de transportes.

Em 2017, a indústria de carros elétricos mundial registrou recorde de crescimento com mais de 1 milhão de veículos comercializados e já acumula uma frota superior a 3 milhões, o equivalente ao número de veículos de passageiros da cidade do Rio de Janeiro (IEA, 2017; DETRAN-RJ, 2017).

Os chineses impulsionaram metade dessas vendas e a Noruega apresentou o maior mercado mundial, onde 39% dos veículos zero km são elétricos. Até 2040, a *Bloomberg* projeta que 33% da frota global e 55% dos novos veículos comercializados serão elétricos (BNEF, 2018).

Nos carros elétricos, a bateria ainda representa entre 30% a 50% do preço médio final do veículo, logo os modelos com maior autonomia possuem elevado custo de produção. Assim, vários países oferecem incentivos na aquisição do automóvel, de forma a compensar o maior custo do carro elétrico na comparação aos veículos de combustão interna (FGV, 2017).

Além dos incentivos, outras políticas públicas também estimulam o mercado. Por exemplo, as políticas para aumentar o número de eletropostos públicos solucionam uma das barreiras iniciais com relação a recarga do veículo. Outras medidas que tornem a experiência de ter um carro elétrico mais atrativa que um veículo a combustão: a dispensa no rodízio obrigatório de veículos, a isenção em pedágios e estacionamentos, o acesso a áreas de trânsito restrito, impostos menores que aqueles cobrados de veículos convencionais, dentre outras.

A propósito, as políticas de comando e controle que restringem a aquisição e utilização de veículos a combustão estão contribuindo cada vez mais para o desenvolvimento mundial da mobilidade elétrica.

A criação de programas para maior produção de carros elétricos também é adotada na China e na Califórnia. Nestes países, as montadoras têm cota anual de produção de veículos de baixa emissão. Cada automóvel produzido gera um crédito que as montadoras podem negociar entre elas ou utilizar para produzir veículos mais poluentes. Logo, fabricar um carro 100% elétrico é a melhor maneira de acumular a maior quantidade de créditos possível.

Com boas práticas nas políticas públicas e na regulação, os governos induzem eficiência no mercado, onde montadoras produzem e consumidores adquirem cada vez mais carros elétricos.

O MERCADO DE CARROS ELÉTRICOS NO BRASIL

Em 2018, o mercado brasileiro de carros zero km expandiu 15,2% - Tabela 1. Apesar do segmento elétrico apresentar a maior taxa de crescimento – 51,9%, os modelos a diesel, a gasolina e a flex fuel movimentaram a indústria automobilística, adicionando mais de 300 mil veículos à frota nacional (ANFAVEA, 2018).

Tabela 1 - Licenciamento total de novos automóveis e comerciais leves - média móvel 12 meses.

Combustível	jul/18*	jul/17	jul/16	2018/2017	2017/2016
Gasolina	78.831	71.220	99.114	26,6%	-28,1%
Elétrico[1]	4.050	2.044	863	51,9%	136,8%
Flex Fuel	2.056.993	1.796.346	1.870.811	12,5%	-4,0%
Diesel	202.211	163.830	145.335	27,1%	12,7%
TOTAL	2.342.085	2.033.440	2.116.123	15,2%	-3,9%

* O último dado disponibilizado é julho de 2018, por isso foi utilizada a média móvel de 12 meses para análise.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da
ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, 2018.

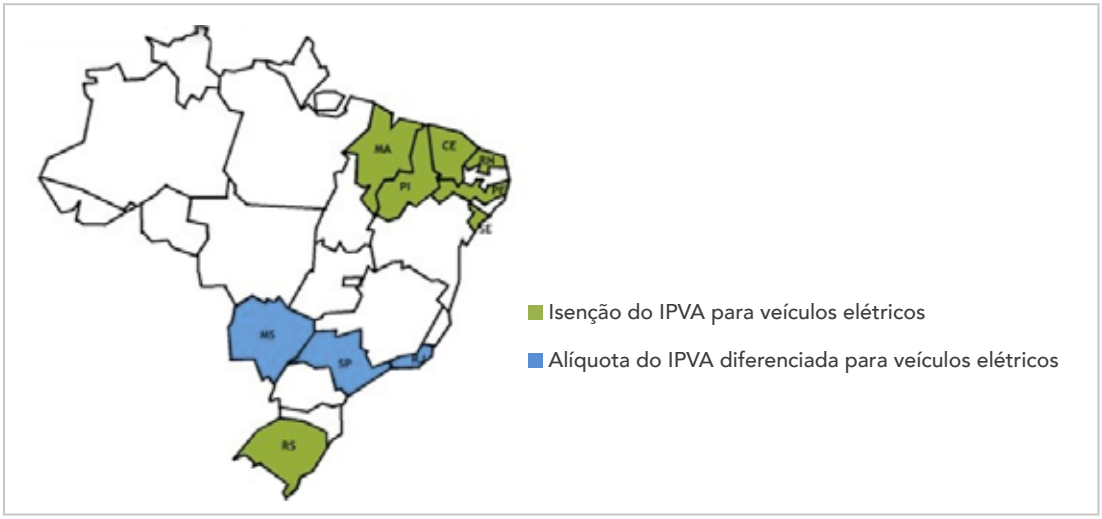
Os dados revelam que o Brasil ainda está na fase inicial da curva de adoção da tecnologia elétrica veicular e possui apenas 9 mil veículos licenciados até julho de 2018 (ANFAVEA, 2018).

Os modelos de elétricos já existentes no país são estrangeiros e possuem isenção do imposto de importação. Por outro lado, no momento, a alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre carros elétricos é de 25%, mesmo valor cobrado de carros a gasolina acima de 2000 cilindradas (FGV, 2017).

Com relação ao IPVA - Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores, 7 estados brasileiros isentam veículos elétricos do seu pagamento e 3 possuem alíquotas diferenciadas – Figura 1.

[1] Inclui veículos elétricos híbridos (HEV), híbridos plug-in (PHEV) e elétricos puros (BEV).

Figura 1 – Adoção de isenção e descontos no IPVA por UF.



Fonte: ABVE - Associação Brasileira de Veículos Elétricos, 2018.

Na cidade de São Paulo, carros elétricos também estão liberados do rodízio municipal. Assim como São Paulo, outras cidades buscam promover a mobilidade elétrica. Por exemplo, até o final de 2018, Campinas planeja a criação de uma "Área Branca", livre da circulação de veículos à combustão interna, na região central da cidade.

Além das iniciativas dos governos municipais e estaduais, o Governo Federal recentemente apresentou medidas que visam aumentar a atratividade e corrigir distorções que desfavoreciam os carros elétricos no Brasil.

OS INCENTIVOS DO PROGRAMA ROTA 2030[2]

O Rota 2030 substitui o Inovar-Auto como programa governamental e visa incentivar as diversas tecnologias veiculares no país. Como já mencionado, a alíquota do IPI incidente sobre carros elétricos era de 25%, igual àquela cobrada de veículos 2.0 a gasolina. Esse fato revela uma distorção no mercado, o imposto cobrado de veículos com elevada eficiência energética e com menos poluição é o mesmo daquele incidente sobre veículos menos eficientes e mais poluentes (BRASIL, 2018).

Em novembro de 2018, período que o Rota 2030 entrará em vigor, a alíquota de IPI incidente sobre veículos elétricos será de 7% até 20%, variando de acordo com o peso e eficiência energética do motor. Quanto mais leve e mais eficiente, menor a alíquota incidente sobre o carro elétrico. Esse método é adotado em países como Noruega, Holanda e Estados Unidos (BRASIL, 2018).

Com esse programa, o governo não necessariamente incentiva os carros elétricos, apenas corrige uma distorção que os tornava menos atrativos que veículos convencionais.

[2] Mais informações sobre o programa Rota 2030 podem ser acessadas em: http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1675235&filename=Tramitacao-MPV+843/2018

A REGULAMENTAÇÃO DA RECARGA PÚBLICA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS[3]

Em junho de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 819, que estabelece os procedimentos para a realização de atividades de recarga pública de veículos elétricos no Brasil (ANEEL, 2018).

De acordo com a nova norma, é permitida a recarga de veículos elétricos de propriedade distinta do titular da unidade consumidora, inclusive para fins de exploração comercial a preços livremente negociados.

Dessa forma, a ANEEL autoriza que entidades privadas também participem do mercado de recarga de carros elétricos, iniciativa importante para o desenvolvimento dos eletropostos e, por consequência, da mobilidade elétrica no país. Quanto mais agentes fizerem parte do mercado de eletropostos, maior será sua disseminação.

Entretanto, a ANEEL estabelece na norma que a injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos, o sistema *vehicle to grid*, não é permitida, bem como a participação dos proprietários de carros elétricos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica previsto na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2018).

A agência reguladora indicou que a questão do *vehicle to grid* será direcionada quando da revisão da Resolução Normativa nº 482, que ocorrerá até o final de 2019. A possibilidade de utilizar o *vehicle to grid* torna os carros elétricos ainda mais atrativos do ponto de vista econômico.

Cabe destacar o papel da regulação, quando se trata de uma tecnologia ainda em fase de maturação, o melhor a fazer não é proibir determinadas práticas, mas sim monitorar seus desenvolvimentos e normatizar de forma apropriada.

A CRIAÇÃO DA 1ª ELETROVIA DO PAÍS

Logo após a regulamentação da recarga pública dos veículos elétricos, as empresas EDP (distribuidora de eletricidade), BMW (montadora de automóveis) e Electric Mobility Brasil (empresa privada que atua no mercado de eletropostos) inauguraram o primeiro projeto com estações de recarga rápida em 6 postos da Rodovia Presidente Dutra (BR-116).

Para atender o abastecimento de todos os carros elétricos em circulação, a eletrovia assegura a recarga para os três diferentes modelos de conectores:

1. Os fabricantes europeus BMW, Volvo, Jaguar, Volkswagen, Audi e Mercedes-Benz utilizam o conector do tipo CCS[4].
2. Os fabricantes asiáticos Nissan, Mitsubishi, Kia e Hyundai utilizam o conector do tipo CHAdeMO[5].
3. Os veículos híbridos e alguns elétricos que só aceitam corrente alternada utilizam o conector do tipo AC 43 kVA[6].

---

3 A Resolução Normativa nº 819 de 2018 pode ser encontrada no site da ANEEL: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018819.pdf

4 O CCS - *Combined Charging System* é um tipo de conector para recarga de veículos elétricos compatível com carregamento dos modelos europeus em Corrente Alternada ou Corrente Contínua.

5 Adotado pelos asiáticos, CHAdeMO é o nome comercial de "*CHArge de MOve*", o equivalente a "*move using charge*", um método de carregamento rápido para veículos elétricos a bateria que fornecem até 62,5 kW por corrente contínua de 500 V e 125 A através de um conector elétrico especial.

6 AC 43 kVA é um tipo de conector de recarga para veículo elétrico em Corrente Alternada.

A eletrovia possui 434 km de distância entre São Paulo e Rio de Janeiro, com intervalo médio de 100 km entre cada eletroposto, 3 no sentindo SP-RJ e mais 3 no trecho RJ-SP.

Dessa forma, tanto os veículos elétricos mais antigos, com autonomia média de 150 km, e os mais novos, que já possuem autonomia mais elevada, entre 250 km e 400 km, poderão circular entre as duas maiores cidades do país.

O FUTURO DOS CARROS ELÉTRICOS NO BRASIL

As recentes sinalizações do governo brasileiro minimizam as incertezas e as distorções que atrapalhavam a maior adoção desses veículos no país. Além disso, a eletrificação de uma importante rodovia estadual entre duas cidades (Rio-SP), que possuem uma frota estimada de 9 milhões de automóveis, significa que o consumidor poderá optar por viajar com carro elétrico ou convencional nesta rota.

Com a mudança introduzida pelo Rota 2030, algumas montadoras como GM e Nissan, já sinalizaram a possibilidade de trazer seus modelos de elétricos puros para o mercado brasileiro. No mercado de veículos pesados, a Scania anunciou a montagem de caminhões elétricos no país dado que pretende eletrificar todos os seus modelos ofertados mundialmente.

As montadoras mais relevantes no mercado internacional também anunciaram planos ambiciosos para aumentar a oferta de modelos elétricos. O mercado automotivo entende que estes veículos passarão a ser cada vez mais demandados por consumidores ao redor do planeta, inclusive no Brasil.

Apesar do elevado custo de aquisição ainda ser uma barreira ao consumidor, espera-se que os programas de incentivo e as políticas que restringem o uso de veículos a combustão interna aumentem a escala de produção dos carros elétricos e das baterias, fazendo com que seus custos de fabricação se reduzam cada vez mais no médio prazo.

No Brasil, o cenário de restrição fiscal ainda dificulta a oferta de subsídios diretos para estimular a adoção dos carros elétricos. Contudo, as experiências internacionais mostram que é possível atingir esse objetivo por meio da regulação. Como exemplo disso, as recentes normas que estimulam a recarga pública e a criação de eletropostos no país.

Por fim, também é importante mencionar que o Brasil possui a vantagem competitiva de ser um dos maiores produtores mundiais de biocombustíveis. A união da eletrificação da frota com os biocombustíveis será um importante recurso para que o Brasil realize a descarbonização do seu setor de transportes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE – Associação Brasileira dos Veículos Elétricos. **Legislação do IPVA para veículos elétricos**. São Paulo, 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 819: estabelece os procedimentos e critérios para a realização de atividades de recarga pública de veículos elétricos no Brasil**. Brasília, 2018.

ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. **Estatísticas**. São Paulo, 2018.

BNEF – Bloomberg New Energy Finance. **Electric Vehicle Outlook 2018**. New York, 2018.

BRASIL. **Medida Provisória nº 843 de 2018 - Programa Rota 2030: Estabelece requisitos obrigatórios para a comercialização de veículos no Brasil, institui o Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística e dispõe sobre o regime tributário de autopeças não produzidas**. Presidência da República, Brasília, 2018.

DETRAN-RJ – Departamento Nacional de Trânsito. **Número de veículos licenciados no estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, 2018.

FGV – Fundação Getúlio Vargas. **Carros Elétricos**. Cadernos FGV Energia, ano 4, nº 7, maio, 2017.

IEA – International Energy Agency. **Global EV Outlook**. Electric Vehicles Initiative, 2017.

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



OPINIÃO

Lições aprendidas para a retomada do programa nuclear brasileiro

*Leonam dos Santos Guimarães**

Os percalços enfrentados durante a construção de novos projetos de usinas nucleares na Europa e nos EUA claramente abalaram a confiança na indústria e gerou dúvidas em líderes políticos e formadores de opinião sobre a capacidade da energia nuclear de contribuir ainda mais para reduzir as emissões de carbono da matriz energética global. Essa perda de credibilidade é injusta, uma vez que os problemas subjacentes são totalmente corrigíveis e dado que a tecnologia demonstrou ainda no século passado ser uma das opções mais rápidas e eficazes para descarbonizar a geração elétrica.

Muitos têm ponderado sobre como diminuir os custos nucleares. Uns argumentam que a comercialização de reatores avançados o mais rápido possível seria a chave, enquanto outros postulam que a construção em série de projetos padronizados e comprovados seria a solução. Ambos os argumentos têm mérito e merecem uma avaliação mais profunda, mas há coisas ainda mais fundamentais para melhorar a economia da geração nuclear, que devem ser alcançadas em ambos os casos.

Entretanto, há também lugares, especialmente na Ásia, onde os projetos de usinas nucleares estão sendo entregues no prazo e dentro do orçamento e, na verdade, um número crescente de países está iniciando programas de geração elétrica nuclear. A construção de novas usinas é uma opção inquestionavelmente competitiva em muitas partes do mundo. A questão é como criar essas condições para o sucesso em todos os lugares.

Os custos de construção de uma usina nuclear são altos em comparação com outras fontes. Portanto, grandes somas de dinheiro precisam ser garantidas antecipadamente. Por outro lado, os custos de combustível e operação das usinas nucleares são baixos quando comparados com a maioria dos geradores termoelétricos convencionais, tornando-as ideais para geração na base da carga, constituindo investimentos muito lucrativos no longo prazo. O tempo necessário para construir a usina e começar a efetivamente gerar caixa também importa muito.

O primeiro passo para reduzir os custos da eletricidade nuclear tem pouco a ver com a tecnologia ou padronização de reatores e tudo a ver com o custo do financiamento. Os custos projetados de novas

usinas nucleares são fortemente afetados pela taxa de desconto, medida do retorno financeiro esperado. Os custos da energia nuclear são simplesmente dominados pelo que os proprietários esperam receber, ou precisam pagar.

Alguns responderiam a isso ressaltando que, se houvesse melhor evidência de que as usinas nucleares poderiam ser construídas dentro do prazo e do orçamento, o capital privado se tornaria mais acessível. Embora seja verdade, essa resposta ignora o fato de que as usinas nucleares são projetos megainfraestruturais de importância nacional, com grandes riscos para os investidores, mas também importantes benefícios para a sociedade, tais como garantia da segurança energética, ar mais limpo, mitigação das mudanças climáticas, crescimento econômico regional e desenvolvimento sustentável.

Além disso, os próprios governos são a fonte de alguns dos maiores riscos enfrentados por esses projetos. Há muitos exemplos de interferência política na energia nuclear: casos de projetos cancelados em estágios avançados de construção, casos em que usinas concluídas nunca foram autorizadas a operar, casos em que usinas operacionais foram obrigadas a fechar, apesar de estarem em conformidade com os requisitos regulatórios, e casos em que impostos nucleares específicos se tornaram uma carga tão grande que influenciaram na decisão dos proprietários de descomissionar usinas prematuramente. Esse risco aumenta o custo de financiamento de projetos nucleares, já que os investidores invariavelmente consideram um prêmio adicional para assumi-lo.

Um apoio político forte, consistente e explícito aos programas nucleares é a única maneira de reduzir esses riscos. Os governos podem precisar reforçá-lo por meio de envolvimento direto, fornecendo garantias de empréstimos ou tomando parte do projeto. Eles também devem definir a estrutura do mercado para garantir que os fatores externos sejam internalizados e que seja propiciada estabilidade aos investimentos de longo prazo. Em um mundo que responde às realidades das mudanças climáticas, onde a demanda por eletricidade está crescendo e os países estão buscando um maior grau de segurança energética, tais intervenções são plenamente justificadas.

E quanto às instituições financeiras? Elas deveriam estar buscando financiar usinas nucleares como prioridades de governança ambiental e social. Isto vale especialmente para os bancos nacionais e internacionais de desenvolvimento, muitos dos quais, injustificadamente, se recusam a financiar projetos nucleares. O que nos leva ao segundo passo.

A energia nuclear é a tecnologia mais regulamentada do planeta. É um pouco irônico esperar que as usinas nucleares frequentemente tenham de competir sem assistência em mercados "desregulados". Os projetos nucleares tipicamente:

- requerem aprovação a nível nacional, regional e local (em alguns casos até internacional);
- levam anos de planejamento e são inviáveis de serem continuados sem um consenso político robusto;
- requerem estudos de impacto ambiental detalhados e longas consultas públicas;
- são licenciados e regulados por autoridades de segurança independentes, com o poder de parar a construção ou operação a qualquer momento;
- são abrangidos por tratados e acordos internacionais relativos ao comércio e transporte de materiais nucleares, segurança e responsabilidade civil, etc.

Os reguladores da segurança têm contribuído para atrasos, por vezes de forma injustificada, como quando novos requisitos são introduzidos após a construção da usina ter começado. É preciso evitar a mudança de requisitos regulatórios, para se ter alguma chance de entregar projetos dentro da qualidade, custos e prazos planejados.

Também há muito que pode ser feito internacionalmente em termos de harmonização de regulações, códigos e padrões. A indústria nuclear foi originalmente desenvolvida como uma série de empresas nacionais, mas os projetos têm um caráter cada vez mais internacional. O progresso na harmonização deve ajudar a reduzir a carga de licenciamento do projeto (que pode chegar a centenas de milhões de dólares), aumentar a diversidade e a qualidade da base de fornecedores e reduzir a possibilidade de erros durante a construção. Todos esses aspectos têm impactos significativos nos custos de entrega.

Ao mesmo tempo, há uma ativa discussão em muitos países sobre a adequação das atuais abordagens regulatórias e quais requisitos realmente contribuem para ganhos significativos de segurança. Esse tema deve continuar a ser aprofundado e mudanças práticas acontecerem, especialmente à medida que novas tecnologias inovadoras são trazidas à tona que podem ser injustamente prejudicadas pela estrutura existente. As evidências mostram claramente que a energia nuclear é uma das fontes de energia mais seguras. Seria um desfecho ruim se a regulamentação impedisse o desenvolvimento nuclear ao invés de possibilitá-lo. A regulamentação nuclear e seus códigos e padrões estão fortemente ligados ao desempenho nuclear, o que nos leva finalmente à própria indústria, e ao terceiro passo.

O terceiro passo para reduzir os custos da energia nuclear é, obviamente, que a indústria melhore seu desempenho na construção. Isso exige que todas as partes envolvidas, proprietários, fornecedores e contratados, aprendam as lições do gerenciamento de projetos nucleares anteriores, ao mesmo tempo em que integram tecnologias de ponta e melhores práticas. A construção de megaprojetos é, naturalmente, muito complexa. Essa complexidade cria armadilhas, mas também inúmeras oportunidades de otimização. A regra de ouro da construção nuclear é acertar na primeira vez. Quando um erro é cometido ou a gerência (ou reguladores) decide que o retrabalho é necessário, isso pode levar a danos triplos. Há o custo do trabalho e dos componentes originais, o custo de sua remoção e, é claro, o custo da substituição.

Se este trabalho estiver no caminho crítico do cronograma, isso levará a um atraso no comissionamento, e é aí que realmente começa a doer, na medida em que então juros adicionais são acumulados aos empréstimos que agora terão que esperar mais tempo para ter a receita da geração. Isso confirma a necessidade de priorizar a qualidade no gerenciamento de projetos, ao invés de selecionar produtos ou empreiteiros com preços mais baixos, economizando tempo e custos mais tarde.

Os inaceitáveis atrasos em projetos de usinas nucleares na Finlândia, França e EUA foram agravados pelo fato de que eles eram *first-of-a-kind* (FOAK) e os países não construíram reatores por décadas, perdendo competência, como resultado. Infelizmente, o termo FOAK acaba se aplicando funcionalmente a projetos nucleares mesmo quando uma tecnologia é construída em diferentes países devido à limitada internacionalização anteriormente mencionada.

Vale a pena notar que quase nenhum dos problemas encontrados nesses projetos pode ser atribuído ao projeto básico do reator (uma ressalva é que a construção não deve começar até que um projeto detalhado seja desenvolvido). A escolha da tecnologia não parece ser a fonte do problema. No entanto, a própria tecnologia oferece a solução. Inovações como a digitalização e a impressão 3D estão transformando a maneira como a indústria faz as coisas. As capacidades de fabricação das cadeias de suprimentos encontradas nos países nucleares mais avançados são um salto em relação aos dias pioneiros. Novas técnicas introduzidas em um país podem ser transferidas para outros, se a indústria local estiver disposta a aprender e os reguladores estiverem dispostos a aceitar a mudança.

As chaves para reduzir os custos dos projetos nucleares são: facilitar o acesso a financiamento, reduzir as barreiras regulatórias e melhorar o desempenho na construção. Comprometer-se com a realização de projetos avançados o mais rápido possível ou com a construção em série de uma frota de reatores padronizados é uma preocupação que se segue aos fatores acima e não os substitui.

Os defensores das energias renováveis muitas vezes se opõem à energia nuclear por causa dos "custos". É irônico porque há dez anos poderia ser dito a mesma coisa sobre a energia solar ou eólica, mas isso foi motivo para um programa consistente de apoio do governo com a intenção de reduzir o preço dessas tecnologias, não abandoná-las. Este programa de apoio foi justificado, uma vez que as energias renováveis oferecem benefícios distintos e o seu potencial de crescimento é promissor. O mesmo vale para a energia nuclear.

Melhorar o desempenho da construção de usinas nucleares e, em decorrência, sua atratividade econômica, exige que os países não desistam no primeiro tropeço. A indústria pode aprender fazendo, mas isso claramente não é possível se os programas são descontinuados e a expertise desapareça. O compromisso político é essencial.

É possível construir usinas nucleares rapidamente. Em 1996, Kashiwasaki Kariwa 6, no Japão, foi conectada à rede elétrica após apenas três anos, estabelecendo a referência para a construção nuclear. O que fundamentalmente impede que isso seja alcançado novamente? Se os períodos de construção de cinco, quatro ou até três anos se tornassem a norma da indústria, certamente ninguém poderia descartar a *priori* a energia nuclear como sendo muito demorada ou muito cara para contribuir significativamente na luta contra a mudança climática.

Desde o final do século passado o Sistema Interligado Nacional passa por uma transição hidrotérmica, demandando uma crescente contribuição de termelétricas para atendimento da demanda, simultaneamente a um significativo crescimento na contribuição da energia eólica, de natureza intermitente. Logo, a geração elétrica nuclear tem um importante papel a desempenhar nas próximas décadas para garantir a segurança energética do País, contribuindo para o atendimento à demanda da base de carga do sistema. Nesse contexto, temos a usina nuclear Angra 3 com suas obras paralisadas desde 2015, requerendo um modelo de negócios inovador para sua conclusão. Logo, o aprendizado dessas boas práticas e lições da indústria nuclear mundial será de suma importância para uma efetiva retomada do Programa Nuclear Brasileiro.



Leonam dos Santos Guimarães é Doutor em Engenharia pela USP, Diretor-Presidente da Eletrobrás Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR, Conselheiro de Administração da *World Nuclear Association* (WNA) e membro do Grupo de Assessoria Permanente em Energia Nuclear do Diretor-Geral da *International Atomic Energy Agency* (IAEA).

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



OPINIÃO

Transformação digital, a 4ª revolução industrial

*Por Nelson Silva**

Mais do que uma era de mudanças, vivemos uma mudança de era: as tecnologias digitais potencializam as transformações do que está sendo chamado da quarta revolução industrial. Experimentamos diariamente este novo mundo através das várias formas de conectividade e interação com pessoas, entretenimento, aquisição de produtos e serviços, gestão de nossas finanças pessoais. No mundo dos negócios, as indústrias e empresas estão sendo desafiadas a evoluir com a sociedade capturando oportunidades de negócios e enfrentando a competição de quem já nasceu numa era digital.

O QUE É TRANSFORMAÇÃO DIGITAL?

Talvez seja mais fácil começar por o que não é. Transformação digital não é criar novos websites ou lojas virtuais, receber curtidas, repassar tweets ou posts nas redes sociais. Não é tampouco a simples adoção de tecnologia digital.

A transformação digital refere-se à velocidade exponencial e às mudanças disruptivas que estão ocorrendo na sociedade, impulsionadas pela rápida adoção de tecnologia. Isto está pondo uma enorme pressão nas organizações e, no limite, muitas estão tornando-se irrelevantes. Neste novo cenário, observam-se dois tipos de organizações: as que estão obtendo ganhos incrementais pela digitalização e as que são disruptivas na aplicação das ferramentas digitais, que são as que estão vencendo.

A verdadeira transformação digital é uma jornada de mudanças que começa por criar uma organização de alto desempenho em inovação, que promove e se adapta rapidamente a mudanças, sem medo de ousar. Trata-se de criar condições para a transformação da cultura, da maneira de fazer as coisas, provocada pelas tecnologias digitais.

MATURIDADE DA DIGITALIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS (O&G)

A natureza das atividades da indústria de O&G, que leva à priorização da segurança das pessoas, integridade de ativos e do meio ambiente, projetos de longuíssima maturidade e uma cultura hierarquizada, criam um ambiente de aversão a risco, onde a inovação disruptiva pode acabar coibida.

Como regra, vemos maior estímulo para ousar rumo a uma verdadeira transformação digital, exatamente nas indústrias que têm suas atividades fins mais próximas dos clientes. Ferramentas como a inteligência artificial são crescentes e em muitos casos já mudaram radicalmente a forma de interação com os consumidores por meio de aplicativos, uso da internet, reconhecimento facial respondendo à crescente demanda por melhores experiências e maior poder por parte dos clientes.

Na indústria de O&G, o que se observa é uma ampla experiência do desenvolvimento e uso de tecnologia nas atividades operacionais, mas baixa maturidade de transformação digital. As atividades da cadeia de O&G mais próximas dos clientes finais são as mais digitalizadas, mas ainda necessitamos de mudanças profundas para satisfazer expectativas cada vez maiores de nossos consumidores e mesmo as organizações mais distantes do consumidor têm que encontrar formas inteiramente novas de conectividade.

Se por um lado isto significa uma jornada mais longa e desafiadora, por outro, existem mais oportunidades de ganhos imediatos e significativos com implantação de soluções já disponíveis e consolidadas. Os líderes nesta indústria possuem grande responsabilidade na aceleração desta transformação dentro de suas organizações. A inovação disruptiva que muda a forma de gerir e operar, assim como nos modelos de negócio da nossa indústria, urge.

Esta mudança só pode ser estimulada através da criação de um ambiente de experimentação, com projetos que admitem a possibilidade de falhas e de rápido aprendizado. Adicionalmente, deve-se conceder autonomia e liberdade criativa para as equipes inovarem no contexto adequado, isolado do ambiente operacional. Tipicamente, as atividades onde não há risco operacional como, por exemplo, as corporativas e de gestão, podem ser as primeiras a se beneficiar da cultura de inovação ágil.

Há também imensa oportunidade na indústria de O&G para potencializar a geração de valor a partir da análise e da correlação de dados a partir das mais diversas fontes, como, por exemplo, sensores em equipamentos operacionais, processos corporativos informatizados e mesmo fontes de informações públicas. Além de acelerar a convergência do mundo real com o mundo virtual, deve-se maximizar também a tomada de decisão baseada em dados preditivos, ou até mesmo prescritivos. Este direcionamento estimula os avanços incrementais que podem ser capturados no curto prazo pelas áreas de negócios.

Para permitir o efetivo uso dos dados disponíveis com captura de seu valor, três elementos são imprescindíveis: tecnologias digitais, processos otimizados e cultura. As tecnologias digitais disponíveis são cada vez mais variadas com diferentes níveis de maturidade de aplicação. Já as tecnologias digitais maduras são abundantes e as empresas precisam identificar as que podem ser incorporadas em seus processos.

Esses processos precisam ser revistos e simplificados, explorando as possibilidades criadas pelas tecnologias disruptivas, em uma forma de Orçamento Base Zero digital. Processos simples e em quantidade otimizada para geração de valor com segurança e integridade são o ponto de partida fundamental para uma transformação digital efetiva mirando ganhos exponenciais de produtividade.

Por fim, são essenciais equipes de profissionais e líderes fluentes em tecnologias digitais, o que significa saber aplicá-las de forma a capturar valor para o negócio. Também é essencial uma cultura aberta ao novo com disposição para assumir riscos da experimentação e incorporar as mudanças decorrentes do redesenho e da otimização de processos.

Neste contexto, a gestão de mudança deve apoiar as pessoas no processo de adquirir novas habilidades que cada vez mais exigirão do humano naquilo em que ele é melhor do que a máquina como, por exemplo, imaginação, compaixão, abstração e generalização.

Desta forma, a jornada de transformação digital torna-se uma jornada eminentemente humana onde, a cada novo ciclo de disrupção tecnológico, profissionais e líderes terão a oportunidade de se reinventar com mente e coração abertos e para alcançar a visão que enxergam. Esses líderes precisarão se tornar empreendedores capazes de libertar a capacidade criativa das equipes, estimular a capacidade empática para criação de soluções abrangentes e fomentar que cada integrante de seu time contribua para a construção de soluções. Substituir controle por confiança e trocar competição por cooperação são elementos críticos na liderança de equipes digitais de alto desempenho.

As novas tecnologias, digitais ou não, que criam formas de geração, de distribuição e de consumo de energia na direção de uma economia de baixo carbono, por exemplo, convergem com as tecnologias digitais produzindo um ambiente fértil para o surgimento de oportunidades e de negócios nunca imaginados.

Este cenário traz consigo uma forte ameaça às empresas tradicionais, como é o caso das da indústria de O&G, e impõe a elas a necessidade de se adaptarem e de serem ágeis para fazer frente a potenciais novos entrantes oriundos do mundo digital. Esses novos atores estão dispostos a serem disruptivos em seus processos, adotando de imediato as tecnologias digitais e capturando todo o seu potencial, atuando num mundo onde energia e dados se confundem como matéria prima para a geração de valor.

Às organizações tradicionais cabem tornar-se ambidestras em diferentes dimensões para serem capazes de radicalizar de forma inovadora seus modelos de operação e seus modelos de negócios, mesmo aqueles que possuem bom desempenho, pois, caso não o façam, um novo entrante pode fazer. A ambidestria passa por estabelecer uma visão inovadora e ousada de longo prazo e executar as ações focadas no curto prazo com rápida geração de resultados, tanto para os negócios tradicionais quanto para os novos negócios.

Na dimensão de cultura, a empresa deve ser capaz de, no ambiente de experimentação, sempre priorizando segurança e integridade de ativos, ousar sem temer errar e absorver rapidamente as lições aprendidas. Também deve viabilizar a coexistência de indicadores de performance tradicionais com outros inovadores, que estimulem e protejam a experimentação. Em relação à segurança da informação, é preciso equilibrar a proteção dos dados sensíveis com o compartilhamento de informações que permitam a construção de parcerias inovadoras e criativas. Quanto a parcerias, deve-se buscar fortalecer o relacionamento com parceiros tradicionais e construir parcerias inovadoras visando a redução de risco e/ou geração de valor.

GERAÇÃO DE VALOR E TRANSFORMAÇÃO NUMA NOVA ERA

O impacto destas mudanças pode ser imenso para as empresas que conseguirem se adaptar e sair na frente nesta nova revolução. Estudo do Fórum Econômico Mundial estima que a indústria de O&G, no período de 2016 a 2025, pode capturar mais US$ 1,5 trilhão em valor para empresas (aproximadamente 60% desse total) e para a sociedade (cerca de 40%). Há potencial de transformação digital com ganhos no aumento da segurança operacional, integridade de ativos, redução do investimento, do custo operacional, aumento da produtividade, da conformidade e da transparência dos processos administrativos.

Diante da realidade da quarta revolução industrial, cabe aos líderes em um primeiro momento compreender este cenário de transformação que traz vulnerabilidade, incerteza, complexidade e ambiguidade, ao mesmo tempo em que é inexorável. Num segundo momento, os líderes devem orientar as equipes em sua jornada humana e oferecer as condições para que a inovação floresça de forma ampla, apresentando uma visão clara, de cultura de aceitação das alterações com naturalidade e com a captura das oportunidades trazidas por elas. Mais do que uma era de mudança, vivemos uma mudança de era.



Nelson Silva é o Diretor Executivo de Estratégia, Organização e Sistema de Gestão da Petrobras desde agosto de 2016. Tem uma carreira de mais de 40 anos, 25 dos quais residindo no exterior. Ocupou durante 17 anos vários cargos executivos na Vale, entre eles diretor comercial global de Minério de Ferro, baseado no Rio, em Bruxelas e em Tóquio. Também foi CEO da ALL-América Latina Logística em Buenos Aires e diretor geral da Embraer Europa, baseado em Paris. Foi presidente mundial de Alumínio da BHP Billiton e diretor comercial de Minério de Ferro, Carvão e Manganês, baseado em Londres e posteriormente em Singapura. Em 2009, Nelson juntou-se ao BG Group como responsável do grupo na América do Sul. Manteve-se como CEO da BG no Brasil até a venda do grupo para a Shell. Foi o presidente do conselho da Comgás de outubro de 2009 até novembro de 2012. Nelson Silva também é membro do Conselho de Administração da Compass Group PLC com sede em Londres. Nelson formou-se em engenharia naval pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 e cursou o CEAG (Curso de Especialização para Graduados) da Fundação Getúlio Vargas em 1980.

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



OPINIÃO

O Planeta, o Brasil e o RenovaBio

*Por Gonçalo Pereira, Tamar Roitman e Carolina Grassi**

Nos últimos 50 anos, a concentração de CO_2 na atmosfera saltou de médias entre 250 e 300 ppm – detectadas nos últimos 800 mil anos – para marcas acima de 400 ppm. A correlação entre esses dados e o aumento da temperatura global é quase que direta e todos os anos vivenciamos novos recordes e aumentos da frequência de ocorrência de eventos extremos. Ainda mais crítica é a situação apontada pelos modelos climáticos, que indicam que já ultrapassamos em cerca de 100 ppm as concentrações de CO_2 que seriam as mais prováveis para conseguirmos conter a mudança do clima. Dessa forma, é fundamental que identifiquemos fontes renováveis de carbono e energia capazes de não só substituir as fontes fósseis, mas também de corrigir os danos já provocados por essas. Os biocombustíveis são candidatos valiosos para cumprir esse papel e esse artigo visa discutir como poderemos atingir os objetivos atuais de descarbonização por meio da utilização desses combustíveis renováveis. O Brasil, por ser um *player* importante no setor, tem papel fundamental neste sentido e deve aproveitar as oportunidades que estão sendo colocadas pelas grandes discussões mundiais relacionadas às mudanças climáticas.

A biomassa pode ser vista como nada mais do que uma bateria, que acumula a energia dos fótons solares sob forma de energia química. A análise minimalista do seu ciclo de produção e uso geraria uma soma zero. Por exemplo, a cana de açúcar é resultado da fixação de CO_2. Ao queimá-la, diretamente ou a partir do etanol, gera-se energia e libera-se CO_2, que é o mesmo que tinha sido fixado. Como saldo, tem-se a energia, vinda do sol. Excepcional, se fosse simples assim. Para entendermos essa conta de forma correta, é preciso analisar as etapas de produção desta biomassa e, para isso, pode-se usar as ferramentas de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), que permitem contabilizar todos os impactos ambientais associados a um processo produtivo. Nessa conta, são considerados inúmeros fatores, entre eles as mudanças de uso da terra, tanto diretas quanto indiretas, que são realizadas ao se implantar uma cultura agrícola. Quando se aplica a metodo-

logia para analisar o impacto do etanol de primeira geração (1G), verifica-se que é possível produzir quantidade de energia equivalente à da gasolina com aproximadamente 20% das emissões de CO_2. Esse resultado já é muito bom, mas pode ser ainda melhor. O Brasil possui vantagens comparativas importantes quando consideramos o potencial de adensamento energético não utilizado, bem como a posição geográfica privilegiada, com alta incidência solar. Para aproveitar o enorme potencial que se apresenta, deve-se maximizar o uso dos combustíveis renováveis e, para isso, é necessário melhorar a razão entre a energia produzida e a energia empregada no processo.

Atualmente, a cana de açúcar é produzida no país com produtividade média de 80t/ha, utilizando mecanização imperfeita, grandes volumes de fertilizantes e defensivos agrícolas, e demandando a renovação frequente das lavouras. Com o uso da biotecnologia, é possível, por exemplo, produzir plantas mais resistentes a pragas e doenças, e microrganismos inoculantes capazes de fixar nitrogênio e solubilizar minerais, além de muitas outras soluções que podem contribuir para aumentar a razão entre energias mencionada. As técnicas de melhoramento genético também vêm permitindo o desenvolvimento de diversas variedades de cana energia, capazes de multiplicar a produtividade e reduzir os custos. A macaúba, por exemplo, tem mostrado um alto potencial de produtividade em solos exauridos e zonas de baixa pluviosidade. Isso tudo mostra que podemos melhorar as nossas baterias naturais, aplicando menos energia para carregá-las.

No campo da transformação, o que fizemos até hoje com o etanol 1G, usando o açúcar solúvel, foi essencialmente a apropriação de um processo natural, com pouca introdução de tecnologia. Entretanto, a maior parte do açúcar da cana está no bagaço e na palha, sob a forma de celulose. A conversão desse material é a missão das usinas de segunda geração, que operam uma tecnologia que começa a ser dominada e que tem enorme importância geopolítica, pois todos os países do mundo possuem substratos capazes de serem convertidos em etanol 2G. Portanto, consolidar essa tecnologia será essencial para quebrar as resistências em relação aos biocombustíveis, que boa parte do mundo, hoje, vê como uma fonte que pode competir com a produção de alimentos ou gerar emissões em quantidades semelhantes às provocadas pela queima do petróleo, em função do alto uso de insumos e combustíveis fósseis na produção agrícola, além das mudanças de uso da terra.

A evolução natural no sentido de maximizar a produção energética é a conversão cada vez maior das usinas de etanol em biorrefinarias, que produzem muito mais do que biocombustível. A biomassa da cana, por exemplo, produz cerca de 20 TWh/ano de bioeletricidade, uma fonte estável e despachável, diferente da energia gerada por fontes eólicas ou solares. Isso é muito pouco, comparado ao potencial desta fonte. A adoção da cana energia, o uso de caldeiras mais eficientes e o recolhimento da palha podem levar facilmente à geração equivalente a uma Itaipu (cerca de 100 TWh/ano). Outra usina desse porte poderíamos ter com o uso do biogás. Para cada litro de etanol produzido são gerados cerca de 12 litros de vinhaça e uma grande quantidade de restos industriais. A conversão desse material em biogás representaria a produção anual de 39 bilhões de metros cúbicos, que contém incríveis 86 TWh de energia. Sabendo disso, o que está nos impedindo de alcançar tais patamares de aproveitamento energético?

A resposta é simples. Fazer isso é caro e, atualmente, o investidor não está seguro de que terá o retorno esperado. A solução deste quadro, portanto, acaba dependendo de medidas governamentais, com políticas públicas de incentivo. É exatamente nesse ponto que entra o RenovaBio, uma surpreendente contribuição brasileira para a redução dos efeitos das mudanças climáticas. A partir de um mecanismo de mercado, as emissões evitadas se tornarão um título, o CBio, que será negociado no mercado da bolsa de valores. Em um primeiro momento, as distribuidoras de combustíveis serão obrigadas a adquirir CBios para descarbonizar uma parte do volume de combustíveis fósseis comercializados, mas espera-se que, mais adiante, tal crédito seja visto como um ativo de alto valor. Os acontecimentos recentes no mercado das moedas virtuais e a complexidade dos produtos financeiros permitem vislumbrar a existência de grande interesse pelos CBios nos mercados secundários. Diferentemente de moedas virtuais, que praticamente não possuem lastro e dependem majoritariamente de uma confiança etérea, o CBio terá lastro. Mais precisamente, ele terá um anti-lastro. Ele representará unidades formadoras de gases de efeito estufa, algo que está presente na atmosfera e que, portanto, diz respeito a todos os países do mundo. O volume desse lastro é brutal, pois corresponde aos cerca de 100 ppm de CO_2 que estão em excesso na atmosfera.

Nesse cenário, tudo muda. O produtor de biocombustível começa a ser um minerador de CBio e terá todo o interesse de produzir o máximo possível desses ativos financeiros a partir dos seus sistemas produtivos. Quando as tecnologias de captura de CO_2 se consolidarem, será possível, ainda, utilizar a energia renovável para sequestrar o carbono e esse processo, em grande escala, poderá no futuro até mesmo valorizar as reservas de carbono fóssil, uma vez que sua utilização poderia ser compensada pela captura equivalente.

Isso não é sonho ou ilusão e o Brasil poderá ser um ator importante para o desenvolvimento dessas tecnologias. Nas últimas décadas, a nossa nação se tornou uma potência científica, o que pode ser observado pelo grande número de artigos científicos publicados. Entretanto, o nosso sistema desacoplou esse motor de geração do conhecimento das engrenagens de produção de trabalho e, principalmente, de inovação. Existe um enorme fosso separando o que sabemos do que fazemos. Com o RenovaBio, uma ponte deverá ser construída para ligar esses dois mundos, alicerçada no desejo de amplificar a produção de CBios. Essa talvez seja a maior oportunidade de desenvolvimento com a qual o Brasil já se deparou.



Gonçalo Amarante Guimarães Pereira é Professor Titular do Instituto de Biologia da Universidade Estadual de Campinas (IB/Unicamp). Engenheiro Agrônomo pela UFBA (1987), Mestre em Genética pela ESALQ/USP (1990), Doutor em Genética Molecular pela Universidade de Düsseldorf, Alemanha (1994) e Pós-Doutoramento pelo Instituto de Química da USP em 1996. Coordenador de um dos maiores laboratórios da universidade, o Laboratório de Genômica e BioEnergia (LGE). Foi co-fundador da empresa GranBio, em 2011, da qual foi Cientista-Chefe de 2012-201, quando assumiu a Direção do CTBE, permanecendo no posto por 1 ano. É Membro da Academia de Ciências do Estado de São Paulo, representante da Área Industrial do Comitê Científico do Centro Internacional de Engenharia Genética e Biotecnologia - CIEGB/MCTIC desde 01/02/2017; Membro Titular da Área Industrial do Centro Brasileiro-Argentino de Biotecnologia - CBAB desde 12/05/2017; Participante do Grupo de Trabalho de Políticas em Biotecnologia e Recursos Genéticos junto à coordenadoria técnica do CNPq (COBRG) para o biênio 2018/2019; Membro Titular da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança – CTNBio na qualidade de representante do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços – MDIC para o período de 30/05/2018 a 30/05/2020. Coordenou e participou de alguns dos maiores projetos de pesquisa do país, muitos em parceria com empresas, foi agraciado com diversos prêmios e hoje possui 32 patentes (4 internacionais), 6 registros de software concedidos pelo INPI, 136 artigos científicos e 9 capítulos de livro publicados.



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



Maria Carolina Grassi é pesquisadora colaboradora no Laboratório de Genômica e BioEnergia da UNICAMP desde 2013. Bióloga pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) (2004), Doutora em Genética e Biologia Molecular pela (UNICAMP) (2012) e pós-graduada em MBA na área de Gestão de Negócios pelo Ibmec (2018). Possui uma carreira desenvolvida na área de inovação, novos negócios e P&D para a produção de biocombustíveis e químicos renováveis a partir de biomassa vegetal. Atuou como pesquisadora e coordenadora associada das divisões Agrícola e Molecular do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE/CNPEM), além de ser responsável pelas relações institucionais do laboratório. Trabalhou ainda como pesquisadora e gestora de projetos em grandes empresas como Braskem (2010-2013) e GranBio (2013-2017) e como diretora científica da SGBio Renováveis (Joint venture entre as empresas GranBio e Rhodia) (2016-2017) na área de produção de bioquímicos e biocombustíveis de primeira e segunda geração. É autora de importantes artigos na área de biotecnologia e inventora de patentes depositadas em diversos países.

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



Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de junho de 2018 apresentou produção diária de 2,59 MMbbl/d, inferior aos 2,61 MMbbl/d produzidos em maio. A queda na produção justifica-se principalmente pela parada programada para manutenção do FPSO Cidade de Paraty, localizado no pré-sal da bacia de Santos e operado pela Petrobras. A empresa ainda teve uma redução maior na sua produção devido à cessão de 25% da sua participação no campo de Roncador para a Equinor (Petrobras, 2018)[1]. Todavia, a entrada do FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, que opera no campo de Tartaruga Verde, dá uma pequena amostra do que se espera para o segundo semestre na empresa, com a previsão de entrada de pelo menos quatro outras unidades de produção (Valor, 2018)[2].

Na comparação anual, registrou-se queda de 3,2% em junho (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em junho, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 78,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.475 poços, sendo 722 marítimos e 6.753 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,9% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em junho foi oriunda de 89 poços e chegou a 1.405 Mbbl/d de óleo e 57 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.763 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). O campo de Lula, sozinho, foi responsável por mais de 60% dessa produção. Esse fato ilustra o franco *ramp up* do campo, assim como o potencial que outros campos como Sapinhoá, Lapa, Mero e Búzios têm para incrementar a produção nacional. Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 92.

1 http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/producao-de-petroleo-e-gas-natural-em-junho-de-2018.htm
2 https://www.valor.com.br/empresas/5669581/petrobras-diz-que-queda-na-extracao-e-pontual

O reaquecimento do setor de óleo e gás é uma questão de tempo para o país. Em reportagem feita pelo Valor Econômico[3], o mercado de prestadores de serviço e fornecedores em geral já se movimenta para uma guinada a partir de 2019. As áreas licitadas nos últimos leilões e que devem entrar em operação no ano que vem devem movimentar algo em torno de R$ 3,5 bilhões em investimentos para os próximos anos. Uma das confirmações vem do aumento de aquisição de sísmica por parte das companhias, bem como pela procura por áreas de instalação comercial em regiões atrativas, como Macaé no estado do Rio.

Ainda relativo ao pré-sal, a Petrobras anunciou em julho de 2018 que está promovendo ações de melhoria em sua estrutura logística (por meio de serviços de manutenção como o da plataforma de Mexilhão) a fim de aumentar sua capacidade de escoamento de gás e melhorar o suprimento do energético para o mercado. Além disso, a companhia afirmou que as ações seguem um planejamento integrado ao ONS (Operador Nacional do Sistema) para não afetar o fornecimento de gás dedicado à produção de energia elétrica, como aumentando a capacidade de regaseificação do terminal da Bahia (de 14 para 20 MMm^3/dia) e disponibilizando um navio regaseificador que fornecerá 14 MMm^2/dia de gás adicionais no terminal da baía de Guanabara no Rio (Agência Petrobras, 2018)[4].

O balanço do primeiro semestre da arrecadação nacional com *royalties* e participações foi especialmente benéfico para o estado do Rio de Janeiro. As participações especiais contabilizaram R$ 4,4 bilhões e impulsionaram a arrecadação total no estado para mais de 80% em relação ao ano anterior. Os recursos, entretanto, servirão para diminuir o enorme rombo existente na Previdência estadual, que devem reduzir de 11 bilhões para 3, aliviando a compensação que o Tesouro estadual deveria aplicar para regularizar a situação (O Globo, 2018)[5].

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/mai-17	Tendências*	mai-18	jun-17
Produção	77.695.352,2	-3,9%	-3,2%		80.831.132,1	80.243.085
Consumo Interno	52.397.588,4	-4,8%	6,1%		55.049.941	49.403.396
Importação	5.199.151,4	9,0%	-10,8%		4.769.655	5.831.277
Exportação	20.010.846,6	-24,4%	-53,9%		26.482.366	43.361.430

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

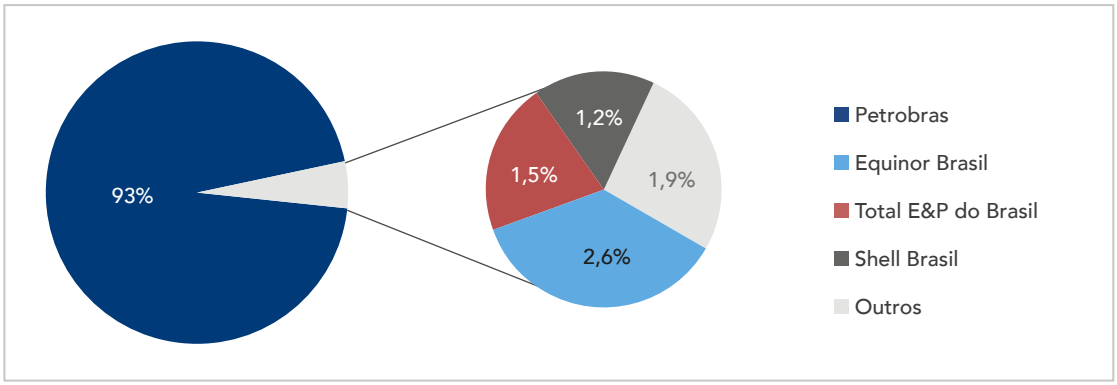
Em balanço registrado pela Petrobras no dia 03 de agosto, a empresa registrou lucro líquido de R$ 10,1 bilhões no segundo trimestre do ano, uma alta de 45% em comparação com o trimestre anterior e 3200% se comparada com o mesmo período de 2017. A companhia atribuiu o resultado positivo a uma série de fatores como o aumento na cotação do barril de petróleo combinada com a desvalorização do real (gerando maiores margens de exportação), incremento nas vendas de derivados (com destaque para o diesel) e ações internas como menores gastos com juros, despesas gerais e administrativas. Embora o endividamento da empresa aparente ter aumentado de R$ 280,8 para 284 bilhões de dezembro de

3 https://www.valor.com.br/empresas/5695739/fornecedores-para-oleo-e-gas-veem-retomada-em-2019
4 http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980428
5 https://oglobo.globo.com/economia/royalties-participacoes-especiais-do-petroleo-aumentam-80-no-rio-22941251

2017 para os dias atuais, em dólar o endividamento caiu 13% (G1, 2018)[6].

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil aumentou sua parcela em relação ao mês anterior para 2,6%, enquanto a Shell teve uma ligeira queda na produção e alcançou a quantia de 1,2%. A produção da Total se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de junho.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador

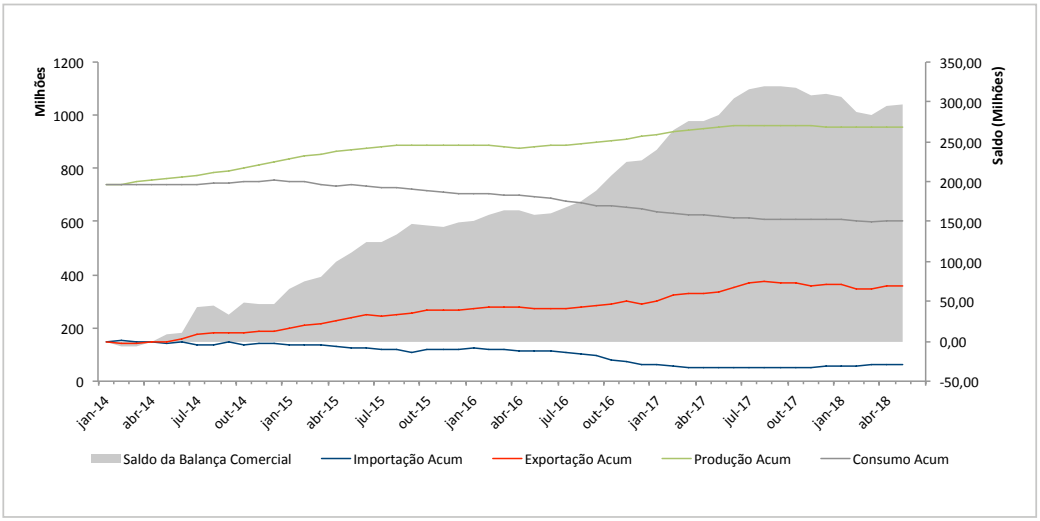


Fonte: ANP, 2017

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram alta no mês de junho de 9%. O valor pode estar relacionado a reflexos da crise dos caminhoneiros (o país tem aumentado a produção interna de combustível o que implica em diminuição das exportações de petróleo cru e aumento das importações) e os impactos causados por variações no câmbio e nos preços de referência internacional. A queda acentuada nas exportações, que registraram redução de 24,4% comparado ao mês anterior corrobora as justificativas apresentadas para a alta nas importações. Na comparação anual, verificou-se redução nos valores relativos a ambas as taxas, importações e exportações.

6 https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/08/03/petrobras-tem-lucro-de-r-10-bilhoes-no-2o-trimestre.ghtml

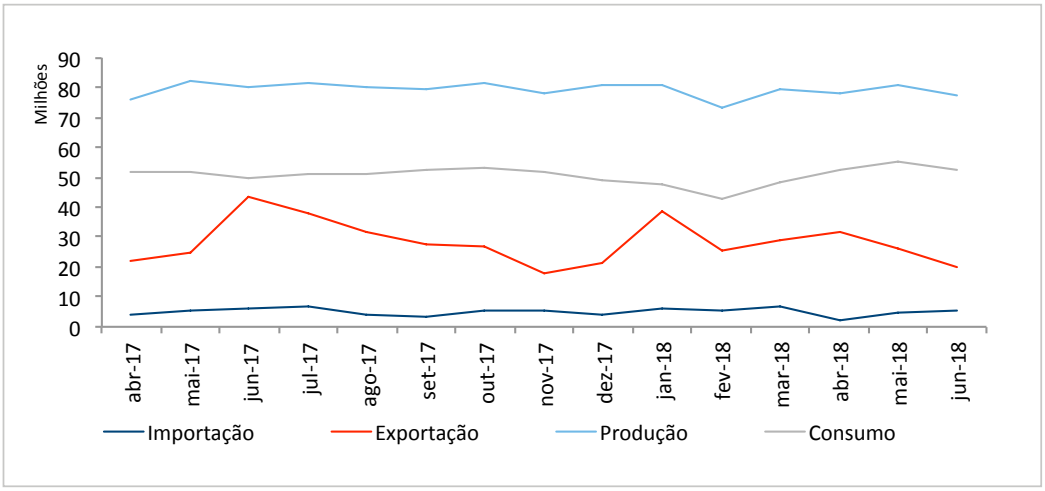
Figura 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo apresentou leve queda em junho, retomando a tendência de queda do ano. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se uma queda acentuada em junho de 2018 no acumulado de 12 meses, sinalizada por contribuições negativas no mês tanto nos valores de importação (aumento) quanto dos valores de exportação (queda), já justificados anteriormente (Figura 2.4).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



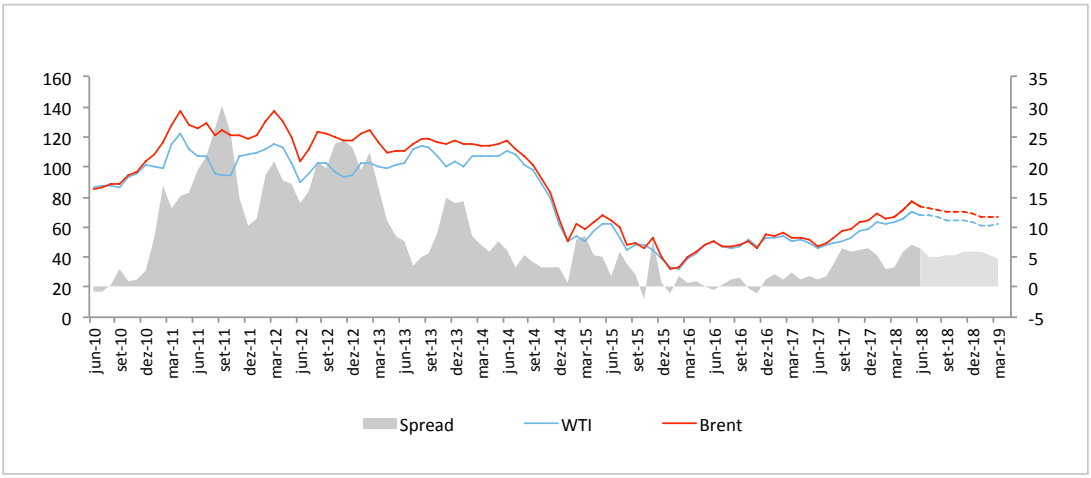
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou queda no mês de junho, atingindo o valor de US$ 73,84/bbl. O WTI também segue tendência de queda e chegou ao valor de US$ 67,36/bbl em junho.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de junho de 2018, nesta edição adiantamos que após um longo período de quedas sucessivas nos preços, os valores dos contratos futuros para o Brent e o WTI tornaram a estabilizar novamente em meados de agosto de 2018. Os conflitos comerciais envolvendo EUA e China mediante a imposição de tarifas entre os dois países assim como as preocupações relativas aos impactos que as sanções americanas ao Irã terão nas transações comerciais do país aumentam a indefinição dos rumos do mercado. Especialistas afirmam que, nesse momento, a previsão de preços não aponta para qualquer direção (WorldOil, 2018)[7].

Alheio a isso, os EUA tiveram um ótimo mês de julho no setor de óleo e gás de acordo com relatório divulgado pelo *American Petroleum Institute* (API). Os resultados estão fortemente vinculados aos incrementos da produção de não-convencionais do país. Entre os destaques do mês, nota-se a maior demanda por petróleo desde 2007, o aumento nos preços do petróleo cru, o maior rendimento de refinarias para o mês de julho (17,7 MMbbl/d) e um recorde na produção de GNL de 4,4 MMbbl (WorldOil, 2018)[8].

Figura 2.4: Preço Real e Projeção ($/Barril).



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

Voltando à produção brasileira, em junho, o cenário de produção por estado foi majoritariamente negativa quando comparada com o mês de maio. O destaque positivo ficou com o Ceará, recuperando-se do menor valor registrado para o ano em maio e aumentou sua produção em quase 40%. A produção *onshore* segue em declínio no país como um todo, mesmo com leves altas em alguns estados.

7 https://www.worldoil.com/news/2018/8/20/crude-steadies-after-longest-run-of-weekly-losses-in-three-years
8 https://www.worldoil.com/news/2018/8/17/api-us-sets-new-record-for-natural-gas-liquids-production-ties-record-for-crude-oil-in-july

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/mai-17	Tendências*	mai-18	jun-17
AL	Onshore	74.415	9,2%	-23,9%		68.156	97.844
	Offshore	2.441	-66,5%	-52,3%		7.280	5.115
AM	Onshore	632.376	-5,3%	1,5%		667.527	623.308
BA	Onshore	864.065	-1,6%	-5,9%		878.052	917.863
	Offshore	15.959	-3,1%	7,9%		16.477	14.786
CE	Onshore	38.165	39,8%	3,9%		27.306	36.722
	Offshore	133.882	-4,1%	-11,0%		139.583	150.411
ES	Onshore	292.760	-8,0%	-7,4%		318.311	316.316
	Offshore	9.389.974	-9,7%	-19,7%		10.396.291	11.695.309
MA	Onshore	1.671	-	144,5%		71	683
RJ	Offshore	54.793.285	-2,9%	1,6%		56.418.071	53.954.251
RN	Onshore	1.043.258	-3,4%	-18,0%		1.080.530	1.272.679
	Offshore	164.410	-6,7%	-8,2%		176.301	179.030
SP	Offshore	9.700.204	-3,6%	-6,3%		10.067.643	10.353.225
SE	Onshore	396.192	-2,7%	-25,5%		407.017	531.526
	Offshore	152.296	-6,3%	62,0%		162.516	94.019
Total		77.695.352	-3,9%	-3,2%		80.831.132	80.243.085

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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em junho, todos os derivados de petróleo registraram queda em suas produções (Tabela 2.3), ainda que tenham sido pouco expressivas. O destaque negativo ficou com a produção de QAV, que terminou o mês de junho com baixa de 3,5% em relação ao volume produzido em maio.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/mai-17	Tendências*	mai-18	jun-17
Gasolina	Produção	12.946.933	-1,9%	-3,8%		13.197.134	13.461.249
	Consumo	19.751.074	2,4%	-16,5%		19.290.124	23.658.022
	Importação	1.330.374	0,6%	-56,8%		1.322.497	3.081.713
	Exportação	36.526	2662,7%	-60,4%		1.322	92.150
Diesel	Produção	23.581.832	-2,5%	13,1%		24.181.878	20.857.289
	Consumo	31.602.092	33,1%	7,4%		23.750.001	29.420.294
	Importação	4.214.693	-9,0%	-45,4%		4.632.607	7.714.152
	Exportação	128.263	-	-57,7%		0	303.346
GLP	Produção	4.072.394	1,0%	4,8%		4.032.309	3.884.323
	Consumo	7.971.463	23,0%	8,1%		6.483.245	7.372.966
	Importação	1.556.823	44,3%	-46,5%		1.078.962	2.907.597
QAV	Produção	3.357.828	-3,5%	6,8%		3.478.309	3.143.823
	Consumo	3.586.205	-1,6%	8,6%		3.644.473	3.302.598
	Importação	351.728	-	-42,9%		0	615.778
	Exportação	41.780	120,8%	4591,4%		18.920	891
Óleo Combustível	Produção	5.766.979	-1,7%	6,4%		5.866.872	5.419.947
	Consumo	910.023	12,1%	-31,4%		811.928	1.326.609
	Importação	75	-100,0%	-		271.880	0
	Exportação	3.176.303	137,3%	75,8%		1.338.748	1.807.211

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

A Petrobras segue aumentando o nível de utilização de suas refinarias (chegando a 81% em junho), reduzindo expressivamente suas exportações de petróleo bruto do país. A medida é motivada, segundo a empresa, por um aumento na demanda dos combustíveis. No caso do diesel, por exemplo, com a política de subsídio do governo federal para o energético, a atuação de companhias estrangeiras no país tem tido grande dificuldade em oferecer um preço competitivo e compensatório. A Petrobras, por outro lado, aproveita a situação para aumentar sua produção de diesel e ofertá-lo ao mercado interno. A fatia de

vendas da companhia no setor passou de 79% abril para 87% em junho com a perda de espaço dos importadores (Estadão, 2018)[9].

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional dos combustíveis, todos os produtos analisados apresentaram preços inferiores na realização interna, com exceção do óleo combustível, que desde novembro de 2016 segue a equidade internacional na elaboração de seus preços.

Figura 2.5: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



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

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

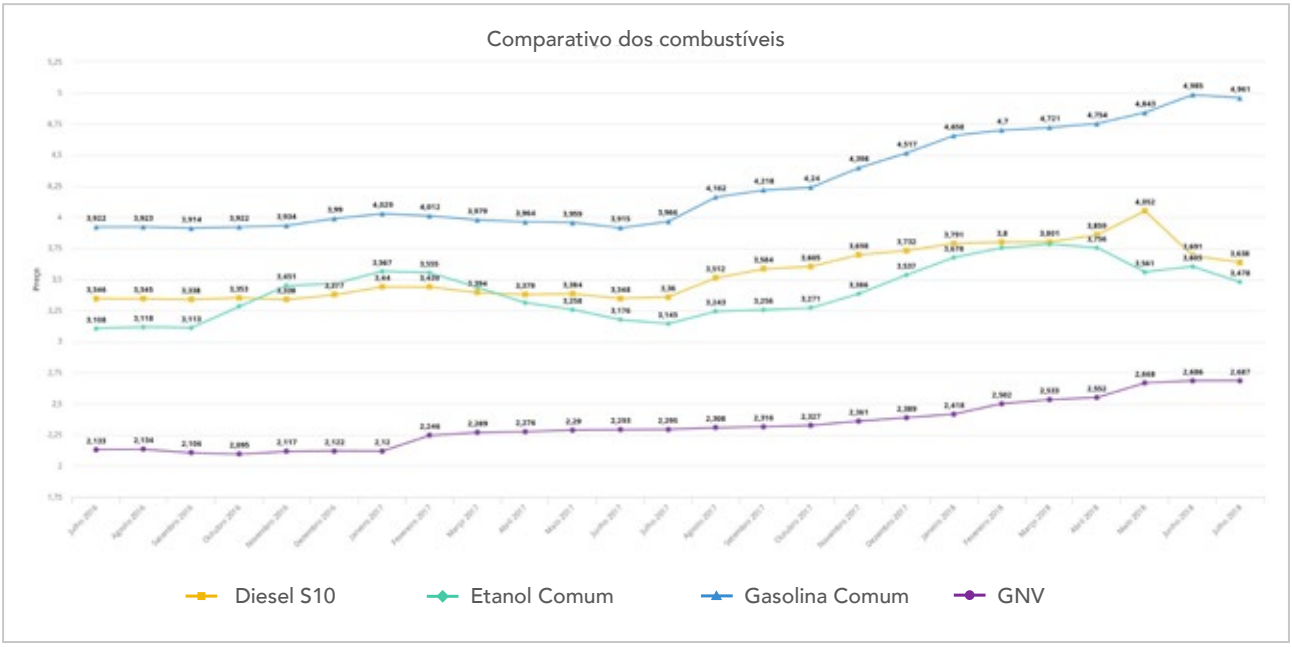
C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV praticados por postos de gasolina no Brasil. Os dados são da plataforma FuelLog.[10]

9 https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-ganha-espaco-no-mercado-com-subsidio,70002429938

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

Figura 2.6: Histórico de preços da gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV no Brasil (R$)



Fonte: FuelLog, 2018

Em agosto de 2018 a ANP abriu uma consulta pública com o objetivo de ampliar a transparência na formação de preços de derivados de petróleo e gás natural para o consumidor final. A iniciativa veio após uma Tomada Pública de Contribuições (TPC) que revelou a necessidade de elaboração de tais mecanismos para a formação de preços. Entre as principais medidas propostas estão inclusão do preço e de todos os componentes de sua fórmula praticados pelas empresas produtoras e importadoras de derivados e a obrigatoriedade do envio de dados de preço praticados por revendedores a partir de novembro de 2018 (por meio do sistema Infopreço) (ANP, 2018)[11].

As medidas propostas pela resolução geraram discordância entre especialistas do mercado. Enquanto uns enxergam que as propostas podem reduzir riscos e estimular o mercado ao não mudar seus critérios de precificação, outros observam que as novas regras são contra a livre iniciativa e a concorrência e podem gerar burocracia desnecessária no ambiente de negócios. A audiência pública que ouvirá os pleitos do mercado está agendada para 3 de outubro (Valor, 2018)[12] (Estadão, 2018)[13].

11 http://www.anp.gov.br/noticias/4674-anp-aprova-minuta-de-resolucao-sobre-transparencia-na-formacao-de-precos-de-combustiveis
12 https://www.valor.com.br/brasil/5743283/regra-abre-equacao-de-precos-da-petrobras
13 https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,anp-propoe-que-petrobras-divulgue-componentes-de-precos,70002458251



Gás Natural

*Por Larissa Resende**

A) DADOS GERAIS[14]

Pelo segundo mês consecutivo, a produção de gás natural nacional apresentou aumento, dessa vez de 2,9% em relação ao mês anterior, sendo produzido um total de 111,9 MMm³/dia no mês de maio frente aos 108,8 MMm³/dia produzidos na média do mês de abril. Por outro lado, a oferta de gás nacional passou de 54,3 MMm³/dia no mês anterior para 53,4 MMm³/dia no mês de análise, apresentando queda de 1,8%.

Já o consumo de gás natural sofreu aumento de 6,1%, onde foi consumido um volume de 75,6MMm3/d. Consequentemente, o volume de gás natural importado apresentou aumento de 16,9%, de forma a equilibrar a oferta e demanda do energético. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Produção Nacional	111,9	2,9%	6,8%		108,8	104,8
Oferta de gás nacional	53,4	-1,8%	-6,1%		54,3	56,8
Importação	26,0	16,9%	-16,5%		22,2	31,1
Consumo	75,6	6,1%	-10,2%		71,3	84,2

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

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

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no Brasil mais uma vez apresentou aumento – ocorrida nos Estados do Amazonas, Bahia, Espírito Santo e São Paulo - passando de 108,8 MMm³/dia no mês de abril para 111,9 MMm³/dia no mês de análise. Da produção total, a parcela de gás que ficou indisponível ao mercado sofreu aumento de 7,6%, resultante, sobretudo, do aumento no volume de gás perdido em reinjeção, que atingiu o montante de 36,2 MMm³/dia, o maior volume reinjetado dos últimos doze meses. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

Cabe destacar que, devido à greve do setor de transporte rodoviário, a Petrobras aumentou a reinjeção de gás natural em campos localizados nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, de forma a gerenciar os estoques de líquidos em UPGN, frente a restrição da movimentação desses produtos via caminhão.

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

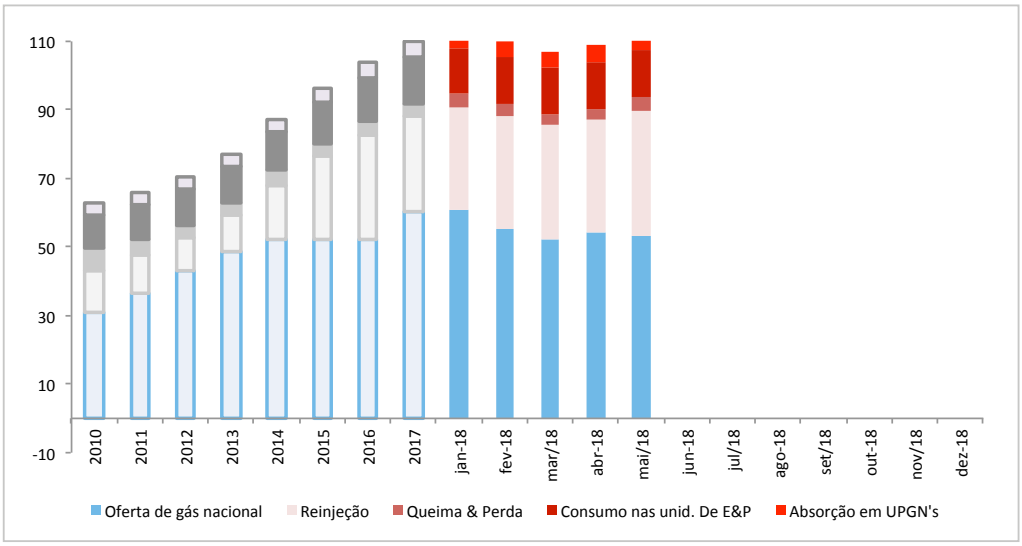
		mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Prod. Nacional Bruta		111,9	2,9%	6,8%		108,8	104,8
Produção Indisponível	Reinjeção	36,2	10,8%	37,9%		32,7	26,3
	Queima	4,1	20,8%	11,3%		3,4	3,7
	Consumo interno em E&P	13,7	1,0%	3,9%		13,5	13,2
	Absorção em UPGN's	4,5	-5,2%	-6,4%		4,8	4,9
	Subtotal	58,5	7,6%	22,0%		54,4	48,0
Oferta de gás nacional		**53,4**	**-1,8%**	**-6,1%**		**54,3**	**56,8**
Ofert nacional/Prod. Bruta		47,7%	-4,6%	-12,0%		50,0%	54,2%

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

O volume do energético perdido em queima também sofreu aumento, principalmente em decorrência ao início das operações do FPSO P-74, iniciadas em abril de 2018 no campo de Búzios.

Ao se analisar o Gráfico 3.1, é possível observar o crescimento na produção nos últimos dois meses, embora esse crescimento não tenha sido acompanhado pelo aumento na oferta no último mês de análise.

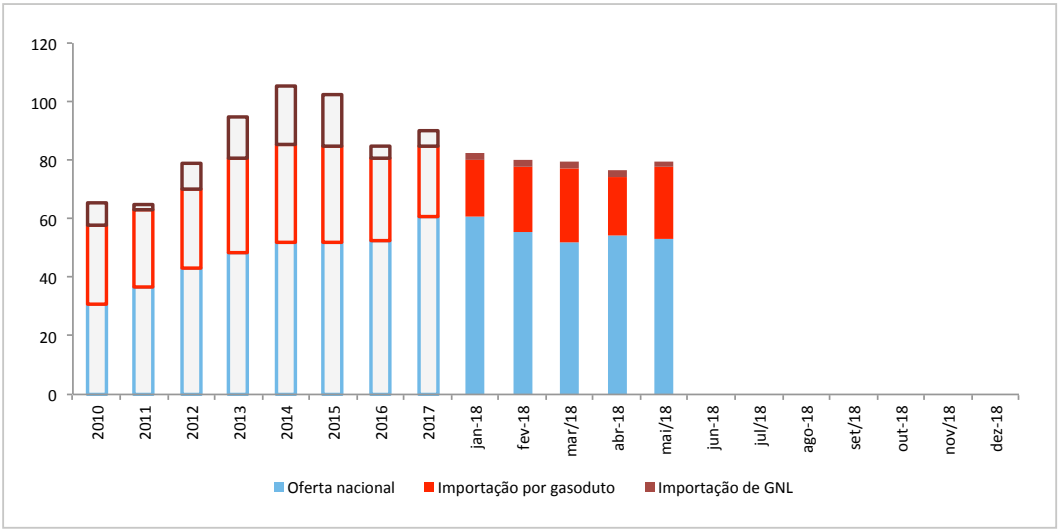
Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o Gráfico 3.2, em virtude da diminuição da oferta de gás nacional, frente ao aumento no consumo do energético, a importação de gás natural foi reforçada no mês de maio, especificamente via gasoduto.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado em maio, este apresentou aumento de 20,9% na importação via gasoduto e queda de 18,8% via GNL, sendo a operação de regaseificação do GNL concentrada nos terminais de Pecém e da Bahia, resultando em um volume total importado de 26,0 MMm³/dia, 16,9% acima do importado no mês de abril. Como é possível observar na Tabela 3.3, o volume de GNL regaseificado apresentou o menor nível dos últimos doze meses.

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

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Gasoduto	24,2	20,9%	-10,4%		20,0	27,0
GNL	1,8	-18,8%	-56,0%		2,2	4,1
Total	26,0	16,9%	-16,5%		22,2	31,1

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

Desde 1999 a Petrobras tem um contrato de gás natural com a estatal boliviana, transportado por meio do Gasbol, visando atender, sobretudo, as distribuidoras do Sul e a Comgás (SP). Firmado sob cláusula de importação máxima de cerca de 30 MMm³/dia, o contrato tem vencimento no final de 2019 e, embora tenha atingido o recorde de importação de 32,8 MMm³/dia em 2014, o volume deste então tem sofrido constante queda, fechando na média de 2017 com importação de 24,3 MMm³/dia. Embora a queda da importação do gás boliviano seja uma realidade, sobretudo com a priorização da comercialização do gás nacional associado por parte da Petrobras, é esperado

que o Brasil ainda dependa do gás boliviano para complementar a oferta nacional, segundo dados da ABRACE, até pelo menos 2025 - caso sejam mantidas as condições atuais de oferta doméstica e demanda termelétrica.

Em relação a importação de GNL, é esperado que o volume de gás regaseificado cresça nos meses seguintes em decorrência da ampliação da capacidade do terminal da Bahia por parte da Petrobras, de 14,0 MMm³/dia para 20,0 MMm³/dia, além da disponibilização de navio regaseificador para a operação do terminal da Baía de Guanabara (RJ) - com capacidade de ofertar 14,0 MMm³/dia de gás natural adicional, de forma a compensar o gás natural que deixará de ser produzido pelo campo de Mexilhão, que ficará paralisado até o mês de setembro. Além de atender às inspeções obrigatórias de segurança, a parada programada pela Petrobras objetiva ampliar a sua capacidade de escoamento de gás natural no sistema de gasoduto da Rota 1 de forma a atender à produção futura da Bacia de Santos.

C) CONSUMO

O volume de gás natural consumido no país apresentou aumento de 6,1% no mês de maio, sendo consumido um total de 75,6 MMm³/dia, impactada pelo aumento na demanda termelétrica, onde as usinas com maior aumento na geração estão localizadas na região Sudeste do país. Como é possível observar na Tabela 3.4, exceto pela queda de 1,5% no volume de gás demandado pelo segmento industrial, houve aumento da demanda em todos os demais segmentos: 22,3% no segmento termelétrico, 19,4% no residencial, 6,2% no comercial, 3,5% na demanda para cogeração e de 1,5% no segmento automotivo.

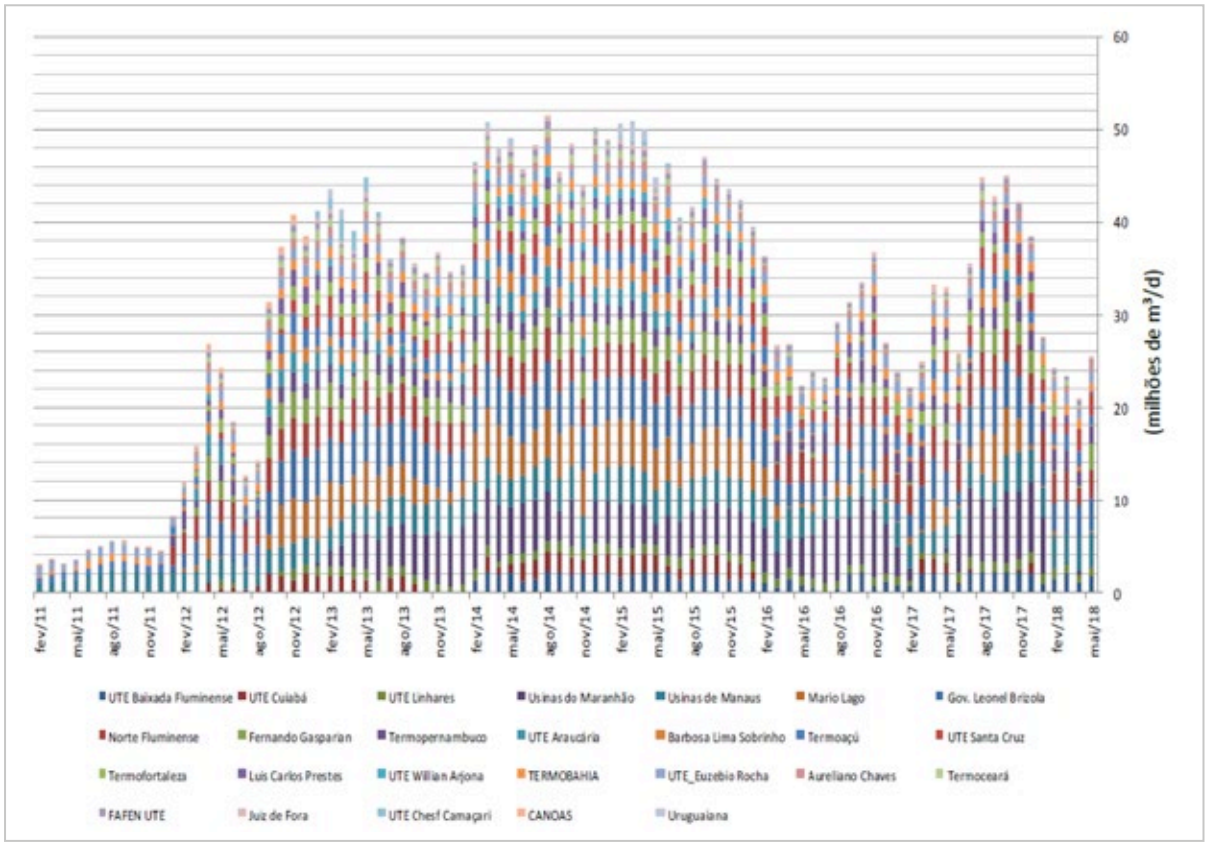
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Industrial	39,1	-1,5%	-5,5%		39,7	41,4
Automotivo	6,0	1,5%	13,7%		5,9	5,2
Residencial	1,3	19,4%	0,0%		1,1	1,3
Comercial	0,9	6,2%	9,0%		0,8	0,8
GEE	25,3	22,3%	-21,6%		20,7	32,3
Cogeração	2,7	3,5%	-3,6%		2,6	2,8
Total	75,6	6,1%	-10,2%		71,3	84,2

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

O parque termelétrico a gás natural brasileiro é composto por 35 usinas, sendo 15 biocombustíveis, onde o histórico recente de consumo total de gás natural por usina encontra-se apresentado na Figura 3.1. Dado que o custo marginal de operação (CMO) médio subiu de R$107/MWh em abril para R$201/MWh em maio, houve incremento da geração termelétrica a gás natural, ocasionando em um aumento no volume de gás natural consumido em 22,3%. A partir do despacho semanal por ordem de mérito, são despachadas as térmicas que apresentam custo variável unitário (CVU) menor do que o CMO. O CMO representa o custo variável de recurso de geração mais caro despachado que ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga, e é gerado a partir dos modelos matemáticos utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir a programação da operação do sistema.

Figura 3.1: Consumo de Gás Natural por Usina Termelétrica



Fonte: MME (2018)

Dado à situação de seca nos reservatórios hidrelétricos e a expectativa de maior geração termelétrica a gás, tem sido defendido pelas distribuidoras de gás um leilão para contratação de novas usinas térmicas no Nordeste, proposta que ainda possui opiniões bastante controversa no setor elétrico.

Em relação ao consumo do segmento automotivo, mesmo especialistas apontando a grande economia que a troca do diesel por gás teria no bolso dos motoristas, sem a necessidade do governo cortar impostos ou adotar medidas fiscais (como prometido para os caminhoneiros no caso do diesel), sem contar com as vantagens de menor poluição ambiental, a grande barreira que tem inibido o aumento dessa substituição é a limitada rede de postos de abastecimento de GNV e a inexistência de veículos a gás de fábrica no país. O uso do gás natural para transporte está difundido no mundo há diversos anos, incluindo nos países vizinhos Argentina, Bolívia e Peru.

Ainda assim, é esperado aumento na competitividade do GNV frente os combustíveis líquidos, sobretudo após o lançamento da nova política de preços para a gasolina nas refinarias da Petrobras, que trouxe uma percepção de segurança de oferta por parte do GNV.

D) PREÇOS

Em relação ao preço do gás natural no mercado internacional, exceto pelo preço do gás no mercado europeu, que apresentou queda de 8,4% e fechou em 7,2 US$/MMBTU, foi observada alta em todos os preços analisados. O Henry Hub registrou aumento novamente, dessa vez de 0,5%, fechando em 2,8 US$/MMBTU. Já o preço no NBP e no Japão, o aumento foi de 4,1% e 0,9%, fechando em 7,1 US$/MMBTU e 9,4 US$/MMBTU, respectivamente, como é possível observar na Tabela 3.5.

Em relação ao preço do GNL no mês de maio, este foi entregue, na média, a 8,2 US$/MMBTU tanto no Brasil - que sofreu queda de 7,9% - quanto no Japão, apresentando decréscimo de 9,1%. Queda também foi observada no preço do gás importado via gasoduto no Brasil, sendo comercializado a 6,7 US$/MMBTU, valor 0,8% abaixo desse preço no mês anterior.

Já o preço do gás natural comercializado nacionalmente, este apresentou queda em todas as categorias analisadas. Em relação ao gás natural entregue da Petrobras para as distribuidoras, este foi entregue no *citygate* com queda de 0,8% em relação ao mês de abril, a 7,4 US$/MMBTU, e no Programa Prioritário Termelétrica com baixa de 0,9%, alcançando seu menor valor dos últimos doze meses, sendo comercializado a 4,2 US$/MMBTU.

Já o gás entregue das distribuidoras ao consumidor final, este chegou a um preço de 13,5 US$/MMBTU nos postos (gás natural veicular), queda de 4,2% em relação ao preço médio de abril, alcançando o menor patamar dos últimos doze meses. Para o consumidor industrial nas faixas de consumo até 2,000m³/dia, 20,000m³/dia e 50,000m³/dia, o gás chegou a 15,8 US$/MMBTU, 13,7 US$/MMBTU e 13,3 US$/MMBTU, respectivamente.

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

		mai-18	mai-18/abr-18	mai-18/mai-17	Tendências*	abr-18	mai-17
Henry Hub		2,8	0,5%	-13,3%		2,8	3,2
Europa		7,2	-8,4%	31,5%		7,8	5,5
Japão		9,4	0,9%	9,9%		9,3	8,6
NBP**		7,1	4,1%	43,8%		6,9	5,0
GNL no Japão		8,2	-9,1%	43,0%		9,0	5,7
GNL no Brasil ***		8,2	-7,9%	-10,3%		8,9	9,2
Gás Importado no Brasil ****		6,7	-0,8%	15,3%		6,8	5,8
PPT *****		4,2	-0,9%	-2,1%		4,2	4,3
No City Gate		7,4	-0,8%	-0,3%		7,5	7,5
Preços das distribuidor a ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	13,5	-4,2%	-31,5%		14,1	19,8
	Indústria - 2.000 m³/dia ******	15,8	-4,7%	7,0%		16,6	14,8
	Indústria - 20.000 m³/dia ******	13,7	-5,7%	7,0%		14,6	12,8
	Indústria - 50.000 m³/dia ******	13,3	-4,9%	7,1%		14,0	12,4

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia
** National Balancing Point (UK) *** Preço FOB **** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)
***** não inclui impostos ****** preços c/ tributos

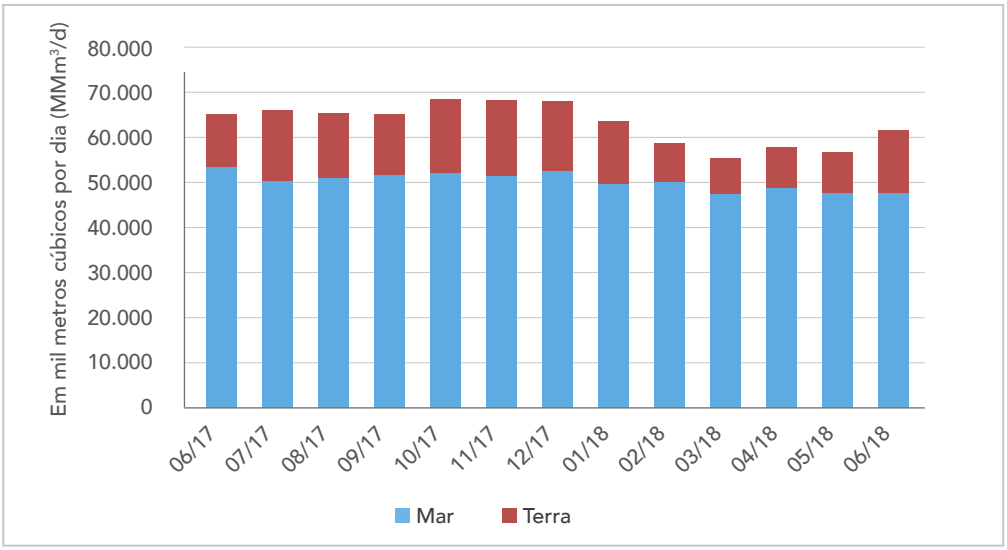
E) PRÉVIA – JUNHO 2018[15]

A produção de gás natural nacional apresentou aumento pelo terceiro mês consecutivo, dessa vez de 2,7%, sendo produzido um total de 115 MMm³/dia. A produção do pré-sal foi responsável por 57 MMm³/dia, redução de 4,2% na produção.

Em relação a origem da produção, os campos marítimos foram responsáveis por 78,8% de todo o gás produzido, enquanto que os poços terrestres foram responsáveis pela produção complementar. A produção em terra apresentou aumento considerável em seu volume produzido em relação aos meses anteriores, como é possível observar na Figura 3.2.

Acompanhando o aumento da produção nacional, foi disponibilizado ao mercado 63,4 MMm³/dia, frente aos 53,4 MMm³/dia colocados no mercado no mês de maio.

Figura 3.2: Histórico de Disponibilidade de Gás Natural



Fonte: ANP (2018)

F) FUTURO

Embora a expectativa de aprovação do Projeto de Lei do Gás tenha se esgotado neste ano eleitoral, é reconhecido que o processo de discussão entre os agentes foi extremamente positivo e levantou diversos pontos que precisam ser tratados pelo próximo governo. Haja vista a necessidade de monetizar as grandes reservas de gás associadas ao petróleo para que o desenvolvimento do mercado de gás natural seja possível, é preciso gerar oportunidades para novos investimentos em infraestruturas, onde levar adiante as discussões feitas no programa governamental "Gás para Crescer" é fundamental de forma que haja diversificação da oferta a custos mais competitivos.

Dentre os movimentos oriundos das discussões ocorridas nesta iniciativa governamental, se pode

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

destacar a realização da chamada pública com objetivo de contratação de capacidade de transporte do Gasbol, programada para o segundo semestre, que pretende ser o primeiro processo relevante de contratação pública de capacidade de transporte, contribuindo para mais transparência no setor.

Em relação às discussões visando maior integração entre os setores de gás natural e energia elétrica, houve alguns aprimoramentos para as diretrizes de contratação de usinas termelétricas a gás natural nos Leilões de Energia Nova, onde é válido destacar a conclusão da audiência pública que objetivava coletar subsídios para regulamentar a aplicação de penalidades por falha no suprimento de combustível, a consideração de prazos de contratos de gás natural com horizonte rolante - com até três períodos para comprovação do combustível, alteração na fórmula e índice de reajustes de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb, flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e RFcomb, e redefinição do limite de inflexibilidade com possibilidade de declaração sazonal.

Visando ampliar a infraestrutura de escoamento e processamento de gás do pré-sal, de 23 MMm³/dia para 44 MMm³/dia, diminuindo a necessidade de importação de gás natural, a construção da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj, no Rio de Janeiro, tem previsão de conclusão em 2020, quando passará a ser a maior unidade do país. Após período prolongado de paralização do projeto, a Petrobras fechou parceria com a China National Petroleum Corporation International (CNPCI) para concluir a obra, além de parceria na participação da gigante chinesa nos campos de Marlim, na Bacia de Campos, e pretende contratar até três mil trabalhadores para a unidade de gás.



Biocombustíveis

*Por Tamar Roitman**

A) PRODUÇÃO

O mês de junho, terceiro mês da safra 2018/19 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, foi marcado pela retomada da produção, após os impactos da greve dos caminhoneiros. A produção de etanol total (anidro e hidratado), em junho/18, superou em 16,4% a produção de maio/18 e em 27,0% o mesmo mês do ano passado (junho/17). Conforme sinalizado por entidades como a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar) e a Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), a safra 2018/19 tem apresentado um perfil mais alcooleiro, com a maior destinação da cana para a produção de etanol, em detrimento do açúcar, uma vez que esta *commodity* tem apresentado desvalorização de preços no mercado internacional. Apesar da produção de cana-de-açúcar ter sofrido redução nesta safra, a oferta de etanol deverá ser maior, tendo em vista a melhor remuneração alcançada com o biocombustível.

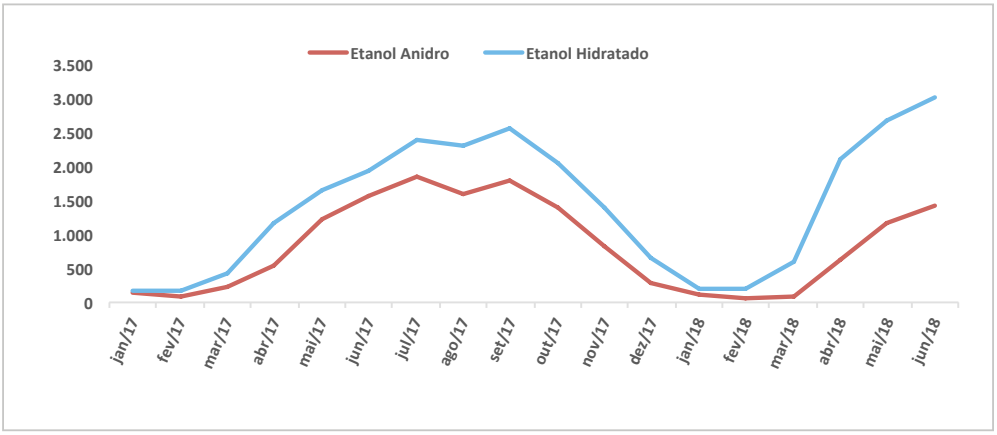
Em junho/18, foram produzidos 1,4 bilhão de litros de etanol anidro, volume 24,4% superior ao do mês de maio/18, mas 8,9% abaixo da produção do mesmo mês do ano passado (junho/17). No acumulado do ano, os volumes de anidro registraram uma redução de 8,2% em 2018, em comparação a 2017. Em relação ao etanol hidratado, os 3 bilhões de litros produzidos em junho/18 superam em 13,0% a produção do mês de maio/18 e em 56,1% a de junho/17. No primeiro semestre de 2018, o hidratado acumula uma produção quase 60% superior ao mesmo período de 2017. A política de preços da Petrobras vem favorecendo a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina, contribuindo para o aumento da oferta do biocombustível.

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

Biocombustível	jun-18	acum-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	acum-18/acum-17	Tendências*	mai-18	jun-17	acum-17
Etanol Anidro	1.430,6	3.465,8	24,4%	-8,9%	-8,2%		1.150,5	1.569,7	3.773,9
Etanol Hidratado	3.018,3	8.806,9	13,0%	56,1%	59,7%		2.671,8	1.933,3	5.513,1
Total Etanol	4.448,9	12.272,7	16,4%	27,0%	32,1%		3.822,2	3.503,0	9.287,0
Biodiesel	466,9	2.424,8	21,9%	30,0%	26,0%		383,1	359,2	1.924,4

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

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

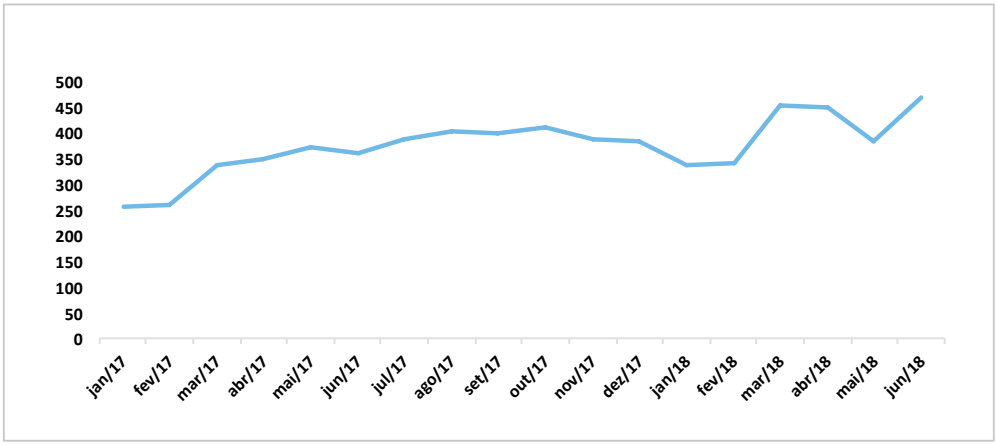


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A greve dos caminhoneiros também afetou a produção de biodiesel, que caiu 14% em maio. Em junho/18, no entanto, a produção alcançou o maior volume histórico, 466,9 milhões de litros. A produção foi 21,9% superior à de maio/18 e 30,0% superior à do mesmo mês do ano passado (junho/17). No acumulado do primeiro semestre, os volumes de 2018 estão 26,0% acima do mesmo período de 2017. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

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

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

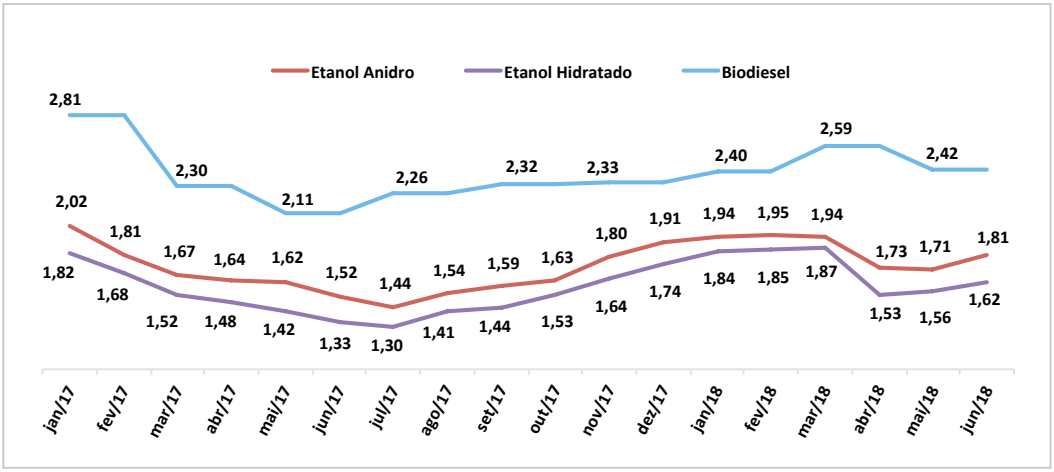
B) PREÇOS

Com o aumento da oferta de etanol, em função do início da nova safra e da maior destinação da cana para a produção do biocombustível, os preços do anidro e do hidratado registraram quedas significativas em abril, mas o mesmo não ocorreu em maio e junho. Em maio, a instabilidade causada pela greve dos caminhoneiros implicou no aumento de preços de todos os combustíveis na segunda metade do mês, incluindo o etanol. Já em junho, a demanda aquecida e os aumentos de preços da gasolina contribuíram para a valorização do biocombustível.

Em junho/18, o litro do etanol anidro foi cotado em R$ 1,81 (preço ao produtor), valor 6,2% acima do mês de maio/18 (R$ 1,71). No caso do etanol hidratado, o preço (ao produtor) passou de R$ 1,56, para R$ 1,62, um aumento de 4,0%.

O preço do biodiesel registrou queda de 6,4% no 60° Leilão da ANP. O biocombustível foi negociado para os meses de maio e junho, ao preço médio de R$ 2,42 o litro. Os Leilões de Biodiesel da ANP visam garantir o abastecimento no mercado nacional por um período de dois meses.

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

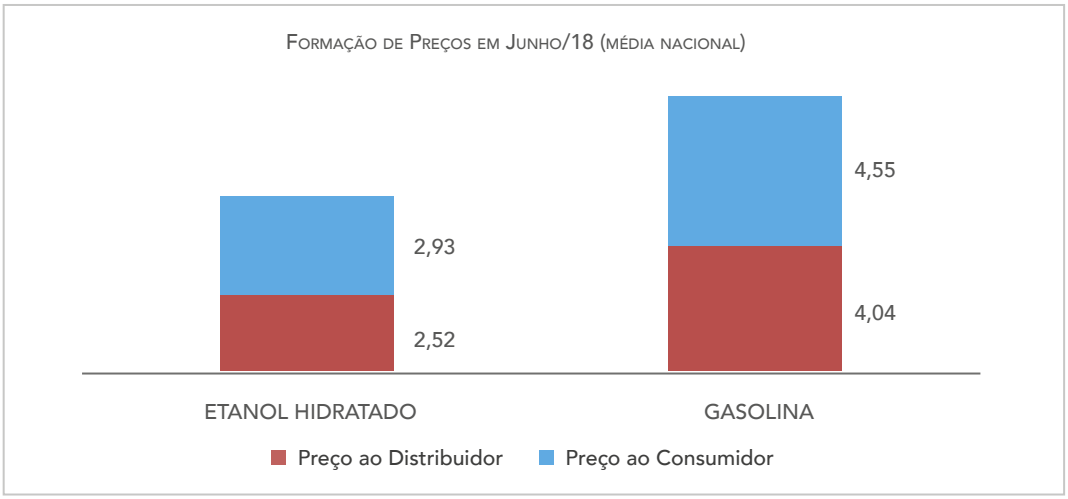


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP
(biodiesel - posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS, valores médios dos leilões) e
ESALQ (etanol - sem PIS/COFINS e sem ICMS, valores médios com base nos preços semanais)

Formação de preços e relação entre etanol hidratado e gasolina

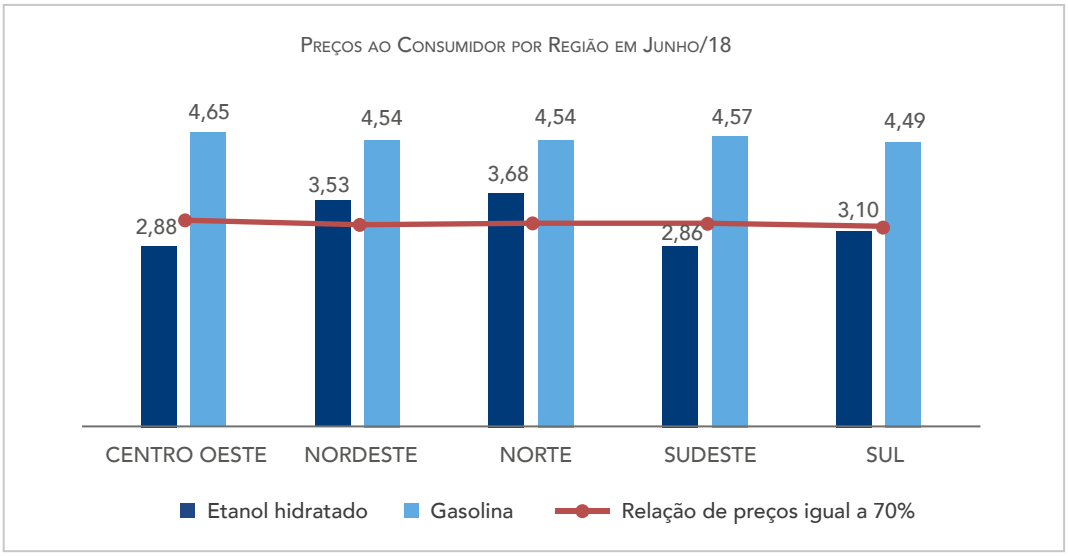
Em função das diversas discussões a respeito dos preços dos combustíveis, passaremos a detalhar um pouco mais os preços do etanol hidratado e da gasolina. Em junho/18, o etanol hidratado, custou R$ 2,52 ao distribuidor e R$ 2,93 ao consumidor, na média nacional, enquanto a gasolina apresentou preço médio de R$ 2,52 ao distribuidor e R$ 4,55 ao consumidor final. Na média do país, portanto, a relação entre os preços foi favorável para o etanol, com o seu preço correspondendo a 64% preço do combustível fóssil. Analisando os preços por região, verifica-se que o biocombustível foi competitivo nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Gráfico 4.4 – Formação de preços de etanol hidratado e gasolina em junho (média nacional) em Reais por litro



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.5 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor em junho em Reais por litro



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

As vendas de etanol anidro somaram 847,8 milhões de litros em junho/18, volume 2,4% superior ao mês de maio/18. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (junho/17), houve queda de 16,5% e, no acumulado dos seis primeiros meses do ano, a demanda por anidro em 2018 está 12,0% abaixo de 2017. O consumo de quase 1,5 bilhão de litros de etanol hidratado, em junho/18, representou um aumento de 13,4% em relação a maio/18 e de 42,2% em relação ao mesmo mês do ano passado (junho/17). No acumulado do ano, as vendas do hidratado aumentaram 38,4% entre 2017 e 2018. Desde o segundo semestre do ano passado, os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, vêm contribuindo para o aumento da

competitividade do biocombustível em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo etanol hidratado.

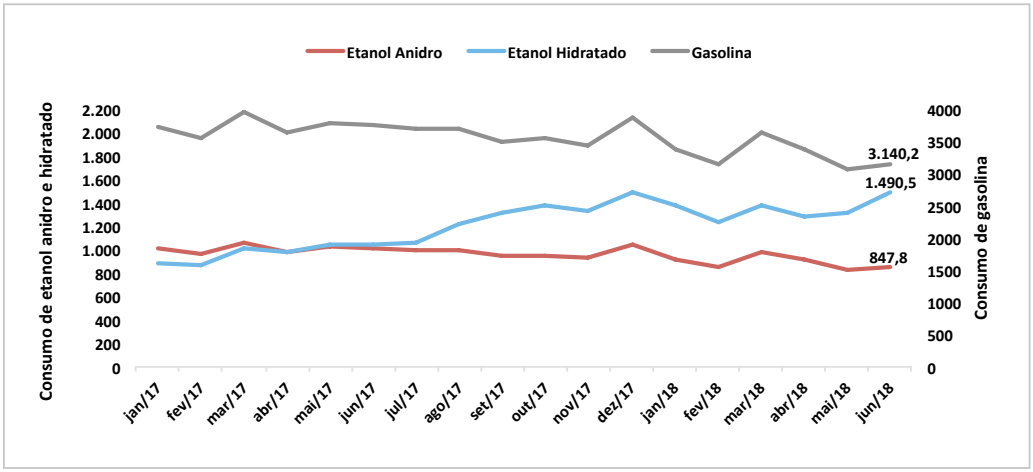
O biodiesel, adicionado em 10% ao óleo diesel desde março de 2018, apresentou retomada da demanda, fortemente impactada pela greve no mês de maio. Em junho/18, o consumo de biodiesel alcançou 401,9 milhões de litros, volume 33,1% superior ao mês de maio/18 e 7,4% acima do mesmo mês (junho) de 2017. No acumulado do primeiro semestre, o consumo de 2018 está 4,8% acima do mesmo período de 2017. De acordo com a ANP, as vendas de diesel, em junho, foram impactadas por uma intensificação dos transportes de carga, após a demanda represada no fim de maio, durante a greve dos caminhoneiros, e por uma queda dos preços nos postos após as demandas das paralisações serem atendidas.

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

Biocombustível	jun-18	acum-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	acum-18/acum-17	Tendências*	mai-18	jun-17	acum-17
Etanol Anidro	847,8	5.327,1	2,4%	-16,5%	-12,0%		828,1	1.015,8	6.051,2
Etanol Hidratado	1.490,5	8.084,7	13,4%	42,2%	38,4%		1.314,4	1.047,8	5.839,6
Total Etanol	2.338,3	13.411,8	9,1%	13,3%	12,8%		2.142,5	2.063,6	11.890,8
Biodiesel	401,9	2.120,3	33,1%	7,4%	4,8%		302,1	374,3	2.022,9

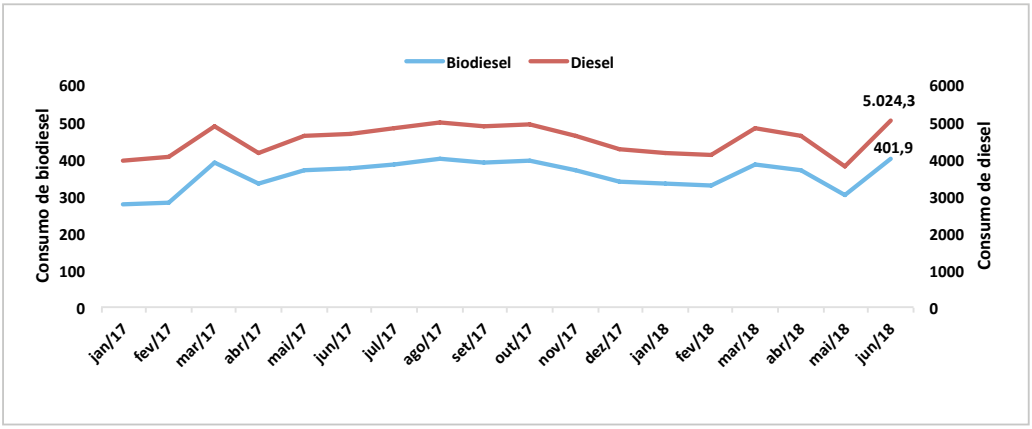
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O aumento da oferta de etanol nacional e o fato do volume importado nos meses de março e abril terem excedido a cota estipulada para o trimestre, segundo a ANP, contribuíram para a redução das importações do biocombustível desde o início da safra 2018/19, em abril deste ano. Em agosto de 2017, a Câmara de Comércio Exterior (Camex) decidiu tarifar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano, o que corresponderia a 150 milhões de litros por trimestre.

Em junho/18, o Brasil importou 68,8 milhões de litros de etanol (87% de etanol anidro e 13% de hidratado), volume 33,4% inferior ao do mês de maio/18 e 65,5% abaixo das importações do mesmo mês do ano passado (junho/17). No acumulado de 2018, a internalização de biocombustível estrangeiro está 4,9% abaixo da de 2017.

As exportações do biocombustível seguem aumentando desde fevereiro. Em junho/18, foram exportados 132,5 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 44,6% superior ao mês anterior (maio/18). Na comparação com o ano passado, as exportações de junho/18 estão 17,6% abaixo das de junho/17 e, no acumulado do primeiro semestre, houve queda de 7,5% nestas transações.

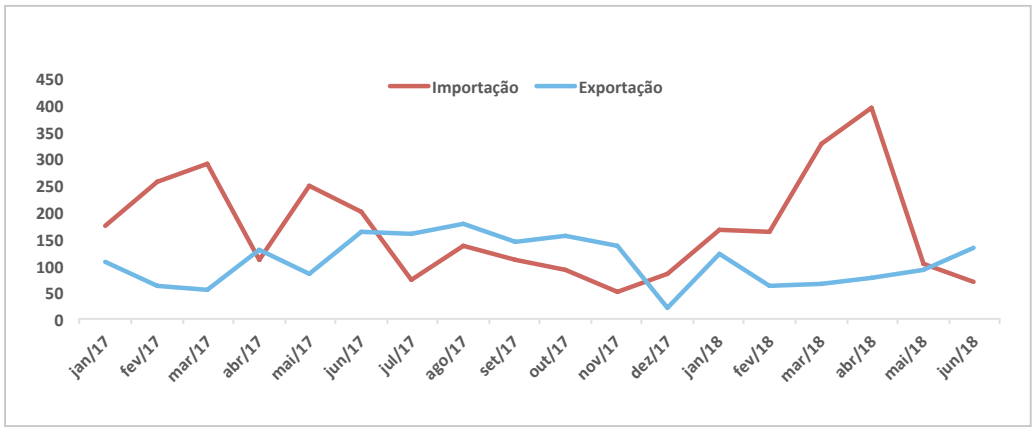
No primeiro semestre de 2018, a diferença entre o volume importado e o exportado correspondeu a 669 milhões de litros. Em termos monetários, o descompasso entre a importação e a exportação representou um déficit de US$ 186 MM (US$ FOB) na balança comercial do biocombustível no mesmo período. Com o aumento das exportações e redução das importações, em junho/18, o mês registrou superávit de US$ 46 milhões (receitas das exportações menos dispêndios com importação).

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

Etanol	jun-18	acum-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	acum-18/acum-17	Tendências*	mai-18	jun-17	acum-17
Importação	68,8	1.217,9	-33,4%	-65,5%	-4,9%		103,3	199,5	1.280,5
Exportação	132,5	548,9	44,6%	-17,6%	-7,5%		91,6	160,8	593,6

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

Gráfico 4.8 – 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

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) abriu, no dia 6 de agosto, uma tomada pública de contribuições (TPC) com o objetivo de coletar sugestões, dados e informações sobre eventual elaboração de ato normativo estabelecendo novas regras para a comercialização de etanol combustível pelas usinas diretamente aos postos revendedores varejistas. A consulta ficará disponível até 6 de setembro.

Segundo a Assessoria de imprensa da ANP, a iniciativa tem como objetivo ouvir a sociedade e o mercado sobre um tema que vem ganhando visibilidade nacional para subsidiar a análise técnica da Agência sobre sua regulamentação.



Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e Isabella Costa

A) DISPONIBILIDADE

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

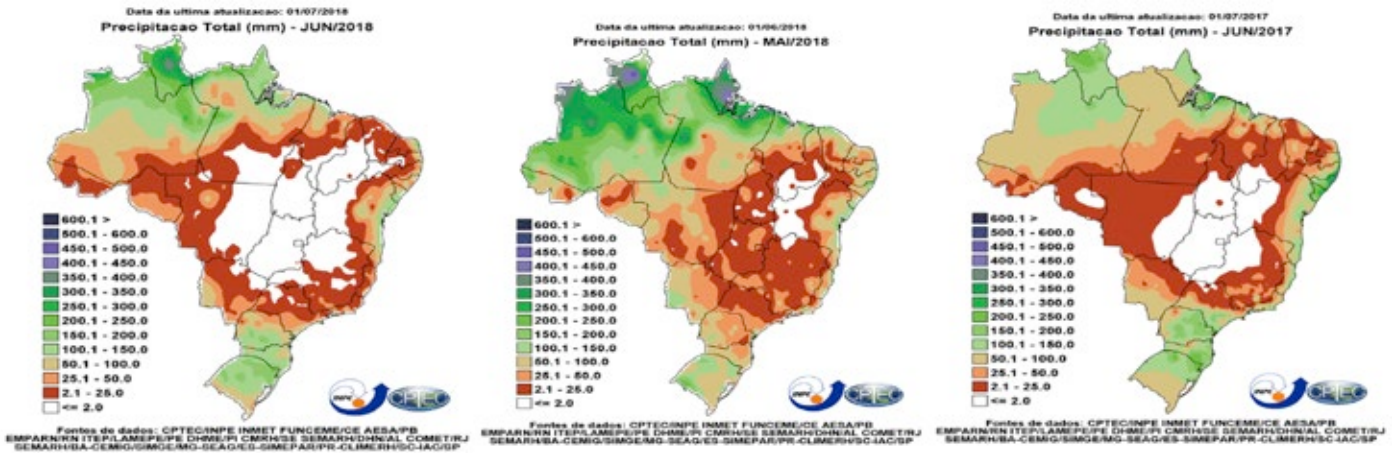
	jun-18		jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18		jun-17	
SE/CO	24.455,00	76,19%	-20,43%	-27,60%		30.734,00	78,36%	33.779,00	106,58%
S	5.126,00	49,38%	64,14%	-81,93%		3.123,00	36,12%	28.372,00	273,12%
NE	1.809,00	38,27%	-29,94%	15,89%		2.582,00	36,03%	1.561,00	32,74%
N	7.684,00	73,39%	-53,84%	108,86%		16.645,00	83,45%	3.679,00	59,15%
SIN	39.074,00	-	-26,39%	-42,02%		53.084,00	-	67.391,00	-

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

A precipitação total foi baixa em boa parte do território nacional no mês de junho de 2018. Isto pode ser observado através da Figura 5.1 onde há grandes áreas com índices menores que 25 mm. Entre os meses de maio e junho, pode-se perceber um aumento das áreas com baixa pluviosidade. Todavia, essa afirmação não é válida para região Sul. Nesta houve um aumento da precipitação total. Este aumento de chuvas na região Sul e diminuição no restante do Brasil pode ser observado também através das ENAs. A disponibilidade hídrica reduziu 26,39%, conforme Tabela 5.1. Nos subsistemas SE/CO, NE e N, houve uma redução da disponibilidade hídrica de 20,43%, 29,94% e 53,84% respectivamente. Por outro lado, houve um aumento de 64,14% na ENA da região Sul. Além disso, vale a pena destacar que a situação em junho de 2018 não foi confortável, como indica a relação entre ENA e MLT[16]. Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO – 76,19%, S – 49,38%, NE – 38,27%, N – 73,39%.

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

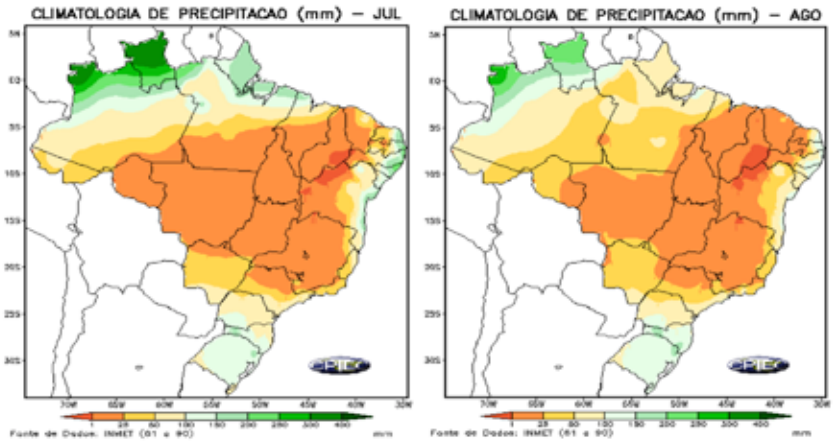
Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jun/18, mai/18 e jun/17.



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, pode-se afirmar que disponibilidade hídrica no mês de junho de 2018 foi menor do que junho de 2017. Houve uma redução total de 42,02%. Mesmo com uma variação positiva nos subsistemas NE (+15,89%) e N (+108,86%), a redução nos subsistemas S (-81,93%) e SE/CO (-27,60%) causaram um efeito geral negativo. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de julho e agosto, onde é possível observar um aumento das áreas com baixa precipitação. Dessa forma, a expectativa para os próximos meses é que a disponibilidade hídrica diminua.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para julho e agosto



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

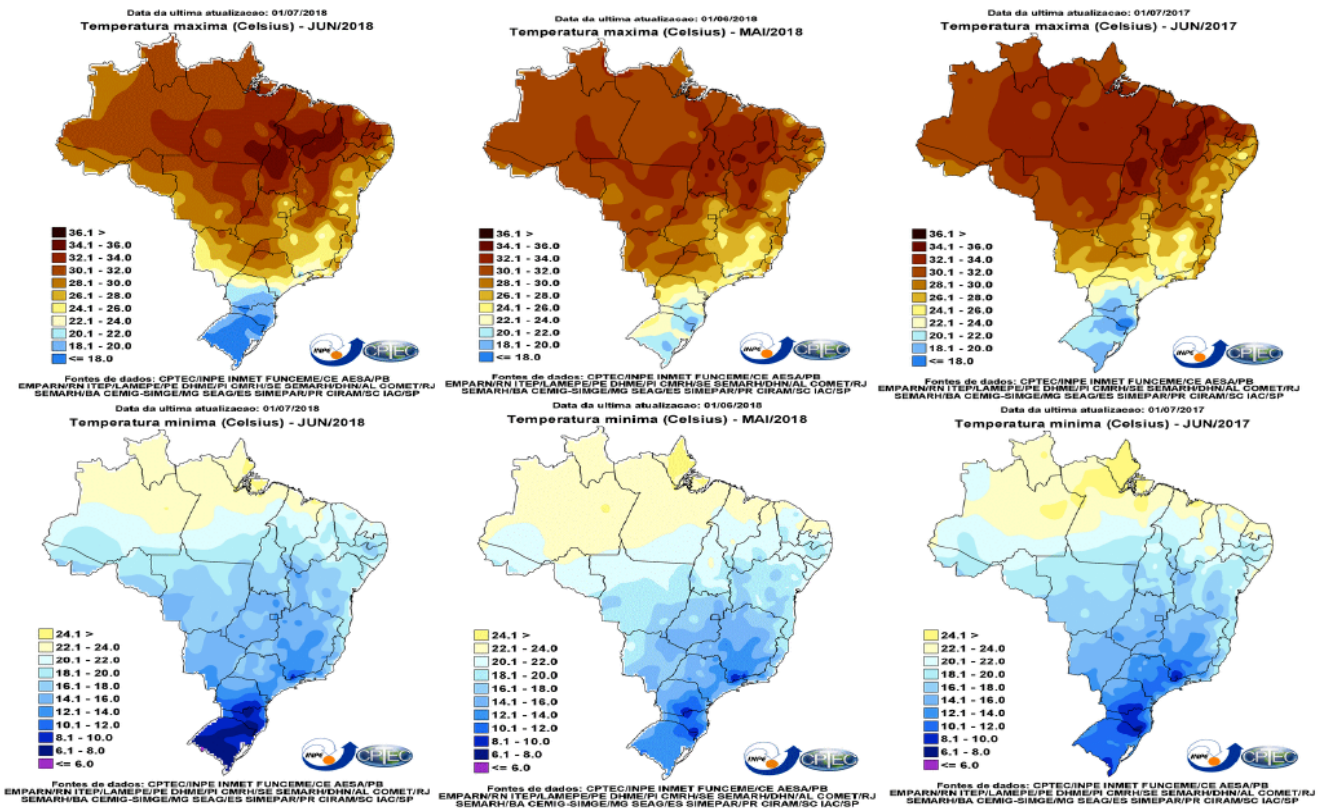
	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências	mai-18	jun-17
SE/CO	37.103,40	-0,57%	1,63%		37.314,27	36.509,44
S	10.984,01	2,22%	2,51%		10.745,43	10.715,19
NE	10.212,88	-2,60%	0,67%		10.485,82	10.145,41
N	5.299,32	0,38%	-5,70%		5.279,25	5.619,42
SIN	63.599,62	-0,35%	0,97%		63.824,77	62.989,47

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

A carga de energia do SIN, apresentou um aumento de 0,97 % na comparação anual. Em relação ao mês anterior, a demanda registrou uma pequena queda de 0,35% (Tabela 5.2).

Na comparação mensal, o decréscimo da carga de energia pode ser associado à verificação de temperaturas mais amenas ao longo do mês de junho, de acordo com dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). A queda no consumo de energia também pode estar relacionada à pequena depreciação dos índices econômicos, segundo dados do IBRE/FGV. Entre maio e junho, o Indicador de Incerteza da Economia Brasileira aumentou 8,78%. O Índice de Confiança Empresarial e o Índice da Situação Atual Empresarial caíram respectivamente 2,16% e 1,00%.

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



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, o consumo de energia aumento 0,97%, acompanhando a melhora dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 84,50 para 90,70 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 80,00 para 89,20 entre junho de 2017 e junho de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV sofreu uma queda de 12,21% na comparação anual.

C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de junho apresentou uma ligeira queda de 0,36% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hidráulica em 10,08%, principalmente em decorrência de uma menor disponibilidade hídrica. Contudo, essa redução foi compensada por um aumento da geração térmica (31,95%), eólica (21,01%) e solar (5,60%). O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de GEE (tCO^2/MWh) aumentasse em 50,74%.

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

		jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18	jun-17
SE/CO	Hidráulica	19.600,99	-3,78%	9,76%		20.370,48	17.858,53
	Nuclear	2.008,94	-0,01%	14,86%		2.009,17	1.749,00
	Térmica	8.168,17	20,80%	30,23%		6.761,75	6.272,06
	Eólica	19,29	42,57%	365,19%		13,53	4,15
	Solar	112,88	9,94%	39756,28%		102,67	0,28
	Total	29.910,26	2,23%	15,55%		29.257,60	25.884,01
S	Hidráulica	5.255,94	-5,32%	-50,28%		5.551,10	10.570,13
	Térmica	1.372,71	21,58%	25,96%		1.129,05	1.089,81
	Eólica	643,02	-0,54%	2,49%		646,49	627,38
	Solar	0,28	-25,76%	-24,61%		0,38	0,37
	Total	7.271,95	-0,75%	-40,82%		7.327,02	12.287,69
NE	Hidráulica	1.875,12	0,10%	15,62%		1.873,32	1.621,75
	Térmica	2.118,17	20,90%	-9,48%		1.752,04	2.340,10
	Eólica	5.268,71	23,23%	31,01%		4.275,53	4.021,71
	Solar	214,25	3,51%	510,62%		206,99	35,09
	Total	9.476,25	16,88%	18,18%		8.107,89	8.018,64
N	Hidráulica	6.984,94	-31,02%	14,69%		10.126,60	6.090,04
	Térmica	2.155,57	160,77%	27,90%		826,63	1.685,38
	Eólica	105,69	99,83%	1507,91%		52,89	6,57
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	9.246,21	-15,99%	18,82%		11.006,12	7.781,99
Itaipu		7.637,51	-5,37%	-15,42%		8.071,25	9.029,56
Total	Hidráulica	41.354,49	-10,08%	-8,45%		45.992,75	45.170,00
	Nuclear	2.008,94	-0,01%	14,86%		2.009,17	1.749,00
	Térmica	13.814,62	31,95%	21,32%		10.469,48	11.387,35
	Eólica	6.036,71	21,01%	29,55%		4.988,45	4.659,81
	Solar	327,41	5,60%	816,04%		310,04	35,74
SIN		63.542,17	-0,36%	0,86%		63.769,88	63.001,90

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

Na comparação anual, observa-se um pequeno aumento de 0,86% na geração total. A geração hídrica reduziu 8,45% enquanto que a geração térmica, eólica e solar aumentaram respectivamente 21,32%, 29,55% e 816%. A elevação da geração térmica, consequentemente, contribuiu para um aumento de 35,36% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18	jun-17
SIN	0,0915	50,74%	35,36%		0,0607	0,0676

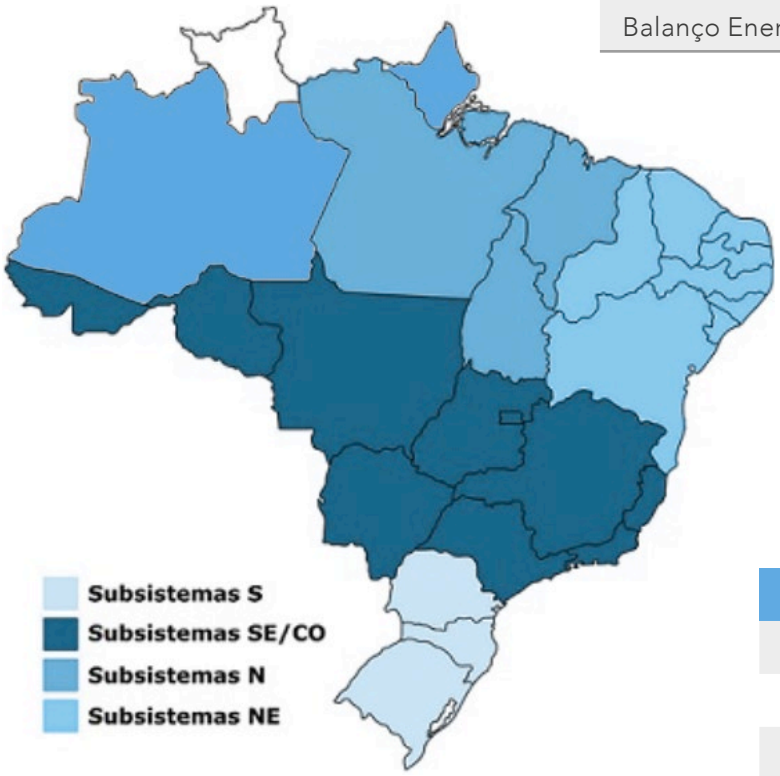
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria[20] a partir dos dados do MCTI

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.299
Geração Hídrica	6.985
Geração Térmica	2.156
Geração Eólica	106
Balanço Energético	3.947



Subsistema NE	
Carga	10.213
Geração Hídrica	1.875
Geração Térmica	2.118
Geração Eólica	5.269
Geração Solar	214
Balanço Energético	-737

Subsistema SE/CO	
Carga	37.103
Geração Hídrica	19.601
Geração de Itaipu	7.638
Geração Térmica	8.168
Geração Nuclear	2.009
Geração Eólica	19
Geração Solar	113
Balanço Energético	444

Subsistema S	
Carga	10.984
Geração Hídrica	5.256
Geração Térmica	1.373
Geração Eólica	643
Balanço Energético	-3.712

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de junho de 2018 os subsistemas S e NE foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 3.712 MWMed e 737 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 3947 MWMed. Adicionalmente, houve um complemento de 444 MWMed fornecidos pelo SE/CO e 57,44 MWMed na forma de importação internacional.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18	jun-17
S - SE/CO	-3.654,62	-8,65%	-333,77%		-3.363,52	1.563,35
Internacional - S	57,44	4,65%	-729,13%		54,89	-9,13
N - NE	912,18	-55,92%	-41,84%		2.069,21	1.568,37
N - SE/CO	3.034,71	-17,03%	388,59%		3.657,66	621,11
SE/CO - NE	-175,55	-156,86%	-131,44%		308,72	558,39

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

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

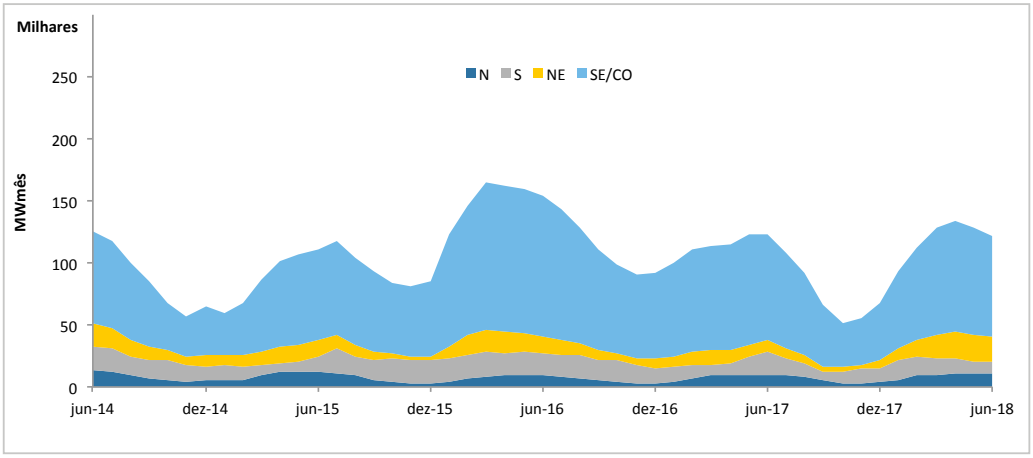
	jun-18		jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18		jun-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	80.832	39,77%	-6,69%	-5,61%		86.626	42,60%	85.638	42,12%
S	10.256	51,03%	0,29%	-44,98%		10.226	50,88%	18.640	92,74%
NE	19.504	37,63%	-5,16%	113,84%		20.565	39,69%	9.121	17,61%
N	10.591	70,39%	-0,51%	10,09%		10.645	70,75%	9.620	63,96%
SIN	121.183	41,76%	-5,37%	-1,49%		128.062	44,11%	123.019	42,38%

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

Como conseqüência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de maio e junho, foi registrado uma redução de 5,37% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo assim apenas 41,76%% da capacidade total dos reservatórios. Em praticamente todos os subsistemas, houve uma redução da energia armazenada. O S foi a exceção, com uma ligeira acumulação de 0,29% da EAR.

Quando comparado aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma redução na EAR de 1,49%.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de maio e junho de 2018, como esperado, o CMO médio subiu em todos os subsistemas. Este fenômeno está associado a uma menor geração hídrica e maior geração térmica. Por esse motivo, houve considerável variação de custos. O CMO nos subsistemas N e NE tiveram uma variação de +308,15% e +141,72%. No S e SE/CO o aumento foi de 50,99%. Quando comparado com junho de 2017, esses aumentos foram maiores ainda. A maior variação foi observada no S (+1110,50%). Além dessa, o SE/CO teve um aumento de 319,64%. No NE e N, o aumento foi de 271,62%.

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

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	Tendências*	mai-18	jun-17
SE/CO	468,89	50,99%	319,64%		310,54	111,74
S	468,89	50,99%	1110,50%		310,54	38,74
NE	415,23	141,72%	271,62%		171,78	111,74
N	415,23	308,15%	271,62%		101,73	111,74

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

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Em julho de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de aproximadamente 425 MW. Da potência instalada de MMGD, aproximadamente 79% era do tipo fotovoltaica, 11% hidráulica, 7% térmica e 3% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que a CEMIG-D é a distribuidora com maior capacidade instalada em sua área de concessão.

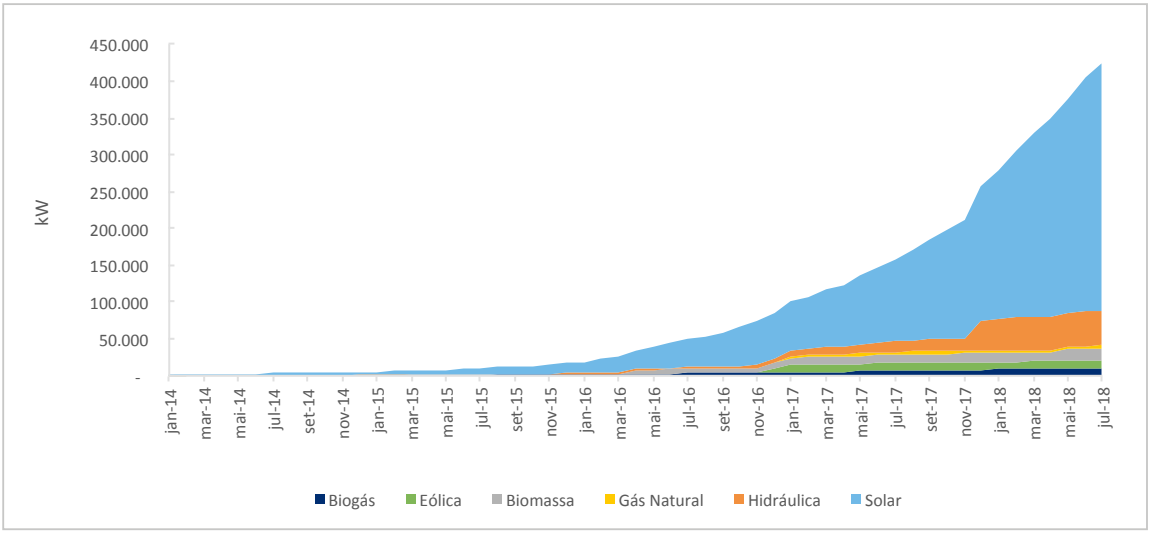
A MMGD está em constante processo de crescimento, como pode ser observado na Figura 5.8. Em apenas um ano, houve um crescimento de 168,22%. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 4,94%. O maior conhecimento da modalidade, a disseminação do consumo compartilhado e novos incentivos financeiros que melhoram o retorno do projeto justificam a expansão dessa modalidade de geração.

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

Distribuidoras	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	105.114,35	4,08%	244,69%		100.997,76	30.495,16
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	28.628,72	7,16%	268,96%		26.715,05	7.759,28
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	28.433,01	0,31%	47,12%		28.344,25	19.326,61
Celesc Distribuição S.A.	26.556,55	7,68%	176,49%		24.661,65	9.604,83
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	24.696,23	2,61%	210,11%		24.068,44	7.963,60
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	19.115,46	7,33%	154,94%		17.809,52	7.498,13
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	18.594,75	3,00%	84,25%		18.053,44	10.091,98
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	16.696,45	2,54%	120,21%		16.282,25	7.582,23
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	13.437,98	3,85%	244,68%		12.939,29	3.898,66
RIO GRANDE ENERGIA SA	12.096,05	5,03%	203,04%		11.516,86	3.991,58
Outras	131.682,99	6,50%	162,00%		123.646,48	50.259,81
Total	425.052,54	4,94%	168,22%		405.034,99	158.471,87

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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	116	828	2.080	1.305	50	-	4.379
Biomassa	56	-	223	761	20	104	1.163
Solar	700	315	48	544	85	-	1.693
Hidrelétrica	739	5.847	-	32	71	35	6.724
PCH	88	152	395	521	198	50	1.405
Eólica	910	1.817	223	120	373	907	4.350
Total	2.610	8.959	2.970	3.283	797	1.095	19.714

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de maio a 15 de junho de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 618 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2610 MW, sendo aproximadamente 4% em termelétrica, 2% em Biomassa, 27% em Solar, 28% em hidrelétrica, 4% em PCH e 35% em eólica. Até 2023, é esperado que haja um aumento de 19.714 MW.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.10 e 5.11, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 3 distribuidoras, CELPA (PA), Celesc-Dis (SC) e ELFSM (ES), e de revisão tarifária para a EDP Espírito Santo. Além disso, 8 permissionárias tiveram suas tarifas atualizadas.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária CELPA (PA) que atende 2,6 milhões de unidades consumidoras no estado do Pará teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 07 de agosto de 2018 em 11,75% em média, sendo 11,86% para os consumidores da baixa tensão e 11,40% para os consumidores da alta tensão.

A Celesc (SC), que atende 2,9 milhões de unidades consumidores distribuídas em 258 municípios de Santa Catarina teve um reajuste médio de suas tarifas de 13,86%. Desse total, o efeito médio para baixa tensão foi de 13,15% enquanto que para alta tensão foi 15,05%. O reajuste é valido a partir de 22 de agosto de 2018.

Atendendo a 110 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Espírito Santo, a ELFSM teve um reajuste médio de suas tarifas de 14,10% para os consumidores da baixa tensão e de 15,10% para os consumidores da alta tensão, gerando um crescimento médio de 14,32% nas tarifas de energia. As novas tarifas da ELFSM entraram em vigor em 22 de agosto de 2018.

Além das distribuidoras, a ANEEL atualizou a tarifa de oito permissionárias de energia elétrica. As permissionárias e os respectivos efeitos médios para o consumidor são: Ceral Dis (PR) 14,03%; Ceriluz (RS), 10%; Cermissões (RS), 6,93%; Certel (RS), 10%; Cooperluz (RS), -10,34%; Coprel (RS), 9,28%; Creluz-D (RS), 10% e Creral (RS), 10%.

Já, no processo de revisão tarifária, 1,5 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado do ES e que são atendidas pela EDP Espírito Santo, a partir do dia 7 de agosto, tiveram um aumento médio de 15,87% em suas tarifas. O aumento para a alta tensão foi de 14,99% enquanto que para baixa tensão foi 16,30%.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CELPA	Centrais Elétricas do Pará	PA	11,75%	07/ago
Celesc-Dis	Celesc Distrubuição	SC	13,86%	22/ago
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria (S/A)	ES	14,32%	22/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Tabela 5.11: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
EDP Espírito Santo	EDP Espírito Santo	**ES**	**15,87%**	07/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 está previsto para o dia 31 de agosto de 2018. No leilão serão negociados 3 produtos: dois na modalidade por quantidade de energia elétrica, sendo os empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétrica com prazo de suprimento de 30 anos e de fonte eólica com prazo de suprimento de 20 anos; e um na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração oriundos de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural com prazo de suprimento de 25 anos. É importante destacar que este será o primeiro leilão em que a fonte eólica será contratada na modalidade por quantidade, em que os riscos são alocados para o gerador. O custo marginal de referência do leilão será de R$308/MWh. Para este leilão, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) cadastrou 1.090 projetos, totalizando 59.116 MW de potência instalada. Desse montante, 928 projetos referem-se a empreendimentos eólicos, 66 de PCHs, 7 de UHE's, 23 de CGHs, 25 de termelétricas a biomassa, 2 de termelétricas a carvão e o restante (39) de termelétricas a gás natural.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis

Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos
Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km² de área.

Etapa	Data
Sessão pública de apresentação das ofertas	**29/03/18**
Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	28/09/18
Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18
Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018

Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção
Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.

Etapa	Data
Sessão pública de apresentação das ofertas	**07/06/18**
Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 28/09/2018
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 28/09/2018
Assinatura dos contratos de partilha de produção	**Até 30/11/2018**

Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas
Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km2. Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.

Etapa	Data
Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018
Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 20/07/2018
Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018

Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção
Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.

Etapa	Data
Seminário técnico	15/08/18
Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	10/08/18
Seminário ambiental e jurídico-fiscal	15/08/18
Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	27/08/18
Data-limite para apresentação das garantias de oferta	13/09/18
Sessão pública de apresentação das ofertas	28/09/18
Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 11/10/2018
Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 26/11/2018
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 26/11/2018
Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 19/12/2018

Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção
Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.

Etapa	Data
Realização da rodada	Segundo semestre de 2019

Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos
Descrição	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).

Etapa	Data
Realização da rodada	Segundo semestre de 2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ *Continuação*

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	**Objeto**	**ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos**	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapa		**Data**
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	**ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos**	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapa		**Data**
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	**ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 16/2018**	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que regulamenta o novo Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis - PMQC.	
	Etapa		**Data**
	Período da Consulta Pública		Até 03/08/2018
	Audiência Pública		23/08/18
	Objeto	**ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 18/2018**	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que regulamenta o tratamento diferenciado para microempresas e empresas de pequeno porte nas fiscalizações realizadas pela ANP. Dessa maneira, esta Agência pretende dar publicidade, transparência e legitimidade às suas ações.	
	Etapa		**Data**
	Período da Consulta Pública		Até 21/08/2018
	Audiência Pública		03/09/18
	Objeto	**Tomada Pública de Contribuições - Venda direta de etanol**	
	Descrição	Coletar sugestões, dados e informações sobre eventual elaboração de ato normativo estabelecendo novas regras para a comercialização de etanol combustível pelas usinas diretamente aos postos revendedores varejistas.	
	Etapa		**Data**
	Período da Consulta Pública		6/8/2018 a 6/9/2018
	Objeto	**ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 20/2018**	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que dispõe sobre a obrigatoriedade de apresentação de dados de preços relativos à comercialização de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis e dá outras providências.	
	Etapa		**Data**
	Período da Consulta Pública		Até 31/08/2018
	Audiência Pública		03/10/18
	Objeto	**ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 21/2018**	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de suspensão da obrigatoriedade de aditivação da gasolina prevista na Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013.	
	Etapa		**Data**
	Período da Consulta Pública		Até 31/08/2018
	Audiência Pública		17/09/18
	Objeto	**CEGAS - Chamada Pública 2018**	
	Descrição	As Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) de gás canalizado dos Estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe, respectivamente, Gás de Alagoas S.A. – Algás, Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, Companhia de Gás do Ceará – Cegás, Companhia Paraibana de Gás – Pbgás, Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, Companhia Potiguar de Gás – Potigás e Sergipe Gás S.A. – Sergas, concessionárias exclusivas dos serviços locais de gás canalizado dos seus estados, tornam público, para conhecimento dos interessados, a realização de CHAMADA PÚBLICA COORDENADA para aquisição de até 9,7 milhões m³/dia de gás natural.	
	Etapa		**Data**
	Envio das Propostas		Até 08/11/2018

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ *Continuação*

Setor Elétrico	**Objeto**	**ANEEL - Leilão A-1 e A-2 Existentes/2018**	
	Descrição	Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2018, previstos no art. 2º da Portaria MME nº 115, de 28 de março de 2018, denominados: I - Leilão de Energia Existente "A-1", de 2018; e II - Leilão de Energia Existente "A-2", de 2018;	
	Etapas		**Data**
	Realização		**07/12/18**
	Objeto	**ANEEL - Leilão A-6/2018**	
	Descrição	Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica e termelétrica (a biomassa, a carvão e a gás natural), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2024.	
	Etapas		**Data**
	Realização		**31/08/18**
	Objeto	**ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018**	
	Descrição	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	Etapas		**Data**
	Sessão pública de realização do LEILÃO, às 09 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP		**28/06/18**
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até		10/08/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União		17/08/18
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto		**28/08/18**
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão		06/09/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO		06/09/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento		13/09/18
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO		**21/09/18**
	Objeto	**ANEEL - Leilão A-4/2018**	
	Descrição	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	Etapas		**Data**
	Realização		**04/04/18**
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta		Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização		10/10/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	Objeto	**ANEEL - Audiência 027/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições do Atendimento ao Público previstas na Resolução Normativa nº 414/2010 e complementada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		08/09/18
	Objeto	**ANEEL - Audiência 031/2018**	
	Descrição	Obter subsídios com vistas à definição de metodologia para atualizar o Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação e revisão das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		28/08/18
	Objeto	**ANEEL - Audiência 033/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Submódulo 12.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que define a metodologia de cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e 2 e da Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		20/08/18

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ *Continuação*

Setor Elétrico	**Objeto**	**ANEEL - Audiência 035/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Celg Distribuição S.A (Celg-D), a vigorar a partir de 22 de outubro de 2018, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		07/09/18
	Objeto	**ANEEL - Audiência 036/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 684/2015, com vistas a permitir que geradores hidrelétricos alterem o produto contratado na repactuação do risco hidrológico do Ambiente de Contratação Regulada - ACR visando o ajuste de sua cobertura.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		24/08/18
	Objeto	**ANEEL - Audiência 037/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão extraordinária do Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2018.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		28/08/18
	Objeto	**ANEEL - Audiência 038/2018**	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da cobertura tarifária de custos com o Encargo de Serviço de Sistema – ESS e com o Encargo de Energia de Reserva – EER, objeto do Submódulo 5.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		22/09/18
	Objeto	**ANEEL - Consulta 015/2018**	
	Descrição	Obter subsídios acerca da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital para os segmentos de distribuição, transmissão e geração (cotistas) conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR	
	Etapas		**Data**
	Prazo limite para colaboração		30/09/18

FGV ENERGIA

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:

Mantenedores Master da FGV Energia:

RIO DE JANEIRO

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