



# BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

SETEMBRO • 2017

09

## EDITORIAL

Setor elétrico: tendências globais e necessidades locais moldam a reforma do setor

Biocombustíveis: perspectivas para o setor, considerando os compromissos da COP 21 e o programa RenovaBio

## OPINIÃO

**Hudson L. Mendonça**

O Impacto das Startups no Setor de Energia

## **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

## **EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Pesquisa*

Felipe Gonçalves

*Pesquisadores*

André Lawson

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Fernanda Delgado de Jesus

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

*Superintendente de Relações Institucionais e  
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

## **PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

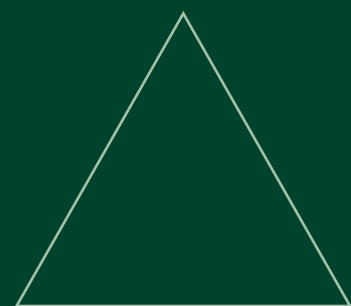
*Execução*

Raquel Dias de Oliveira

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da  
FGV Energia – [fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)



# SUMÁRIO

▷ <b>Opinião</b>	
O Impacto das Startups no Setor de Energia .....	04
▷ <b>Editorial</b>	
Setor elétrico: tendências globais e necessidades locais moldam a reforma do setor .....	08
Biocombustíveis: perspectivas para o setor, considerando os compromissos da COP 21 e o programa RenovaBio .....	11
▷ <b>Petróleo</b> .....	15
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	15
Derivados do Petróleo .....	20
▷ <b>Gás Natural</b> .....	22
Dados Gerais .....	22
Produção e Importação .....	23
Consumo.....	25
Preços .....	26
Futuro .....	27
▷ <b>Biocombustíveis</b> .....	28
Produção.....	28
Preços .....	31
Consumo.....	32
Importação e Exportação de etanol .....	33
▷ <b>Setor Elétrico</b> .....	40
Micro e Minigeração Distribuída.....	36
Expansão .....	37
Tarifas de Energia Elétrica .....	38
Leilões.....	39
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	40
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas</b> .....	41



## OPINIÃO

### O IMPACTO DAS STARTUPS NO SETOR DE ENERGIA

*Hudson L. Mendonça,  
Diretor-Presidente do Comitê de Cleantech da  
ABStartups*

No ano de 1998, dois doutorandos de Stanford adentraram a moderna sede da gigante Yahoo! com o objetivo de vender, por US\$ 1 milhão, um produto que acreditavam que iria revolucionar a internet: um buscador inteligente e inovador. Acreditando à época que o futuro do emergente segmento da internet eram os portais de conteúdo, a proposta foi recusada pelo Yahoo! e restou aos estudantes tentarem viabilizar a sua ideia através do próprio negócio. Os empreendedores de Stanford se

chamavam Larry Page e Sergey Brin, e o negócio que fundaram se chamava Google, hoje uma das empresas mais valiosas do mundo avaliada em mais de US\$ 500 bilhões. O Yahoo! foi vendido recentemente para a Verizon por US\$ 4,8 bilhões, quase sete vezes menos do que seu valor de mercado em 1998.

Mas como este episódio se relaciona com a área de energia? O setor de energia vive hoje um momento muito similar ao vivido pelo setor de comunicações àquela época. No final da década de 1990 e início dos anos 2000, havia no setor de comunicações – ainda dominado pelos velhos modelos de negócios e veículos tradicionais como jornais, TV e rádio – certo consenso de que a internet mudaria drasticamente o paradigma do setor. Porém, não havia nenhum consenso de como isto ocorreria de fato. Naquele tempo, tanto as emergentes gigantes da internet como Yahoo! e America Online (AOL) quanto os grandes grupos de mídia como a TimeWarner apostavam em grandes portais de conteúdo com banners publicitários. Era um pensamento compreensível ao considerar que esta era a adaptação natural do modelo

dos jornais e revistas para o mundo online. Em paralelo, startups fundadas no período apostavam em modelos completamente novos ao lidar com a informação e as comunicações entre pessoas como as propostas dos buscadores inteligentes como o Google (1998) ou as redes sociais como o Facebook (2003).

A perspectiva da transição energética na direção do desenvolvimento sustentável, assim como o barateamento e a difusão acelerada de diversas tecnologias ligadas às redes elétricas inteligentes, à energia solar, à eletromobilidade, à eficiência energética, ao uso da biomassa etc, nos coloca em um cenário de quase consenso sobre uma revolução à vista no setor de energia nas próximas décadas. De ONGs ambientais como WWF e Greenpeace, até empresas de petróleo como a British Petroleum, passando pela respeitada Agência Internacional de Energia (IEA), todos preveem um grande crescimento das energias renováveis e das iniciativas ligadas à eficiência energética. Em 2016, as empresas de petróleo investiram, pela primeira vez, mais em negócios ligados a energias renováveis do que em negócios ligados ao próprio setor de petróleo.

Entretanto, embora haja este consenso sobre a direção, ainda restam grandes dúvidas sobre como e quando exatamente isto ocorrerá, assim como quem irá liderar este processo. É exatamente neste ponto que o setor de energia precisa ficar atento às startups. As startups em geral são estruturadas para lidar com altos riscos e incertezas, podendo adaptar rapidamente sua estratégia se o macro ambiente sinalizar uma mudança de tendência. Atuam com ativos e processos mais flexíveis, contratos modulares e estruturas escaláveis. Por não terem grandes quantidades de ativos imobilizados ou compromissos com os padrões estabelecidos e o *status quo*, conseguem pensar e atuar “fora da caixa” e, por esta razão, possuem uma grande vantagem em relação às grandes empresas em cenários de grande incerteza como o vivido atualmente no setor de energia.

Estima-se que existam hoje no mundo entre 4.000 e 5.000 startups ativas ligadas ao setor de energia e que possuem um perfil consideravelmente diferente das típicas startups digitais. Elas demandam maior necessidade de investimentos em suas fases iniciais, possuem um perfil de

empreendedor mais sênior (geralmente pesquisadores ou ex-executivos experientes), e encontram dificuldades de expandir rapidamente seus negócios com certa restrição adicional por atuar em geral em ambientes mais regulados.

A despeito das dificuldades, algumas dessas startups já começam a aparecer no radar como candidatas a serem o “Google” do setor de energia – que alias, também tem investido no setor de energia. A Alphabet Energy, braço de energia da *holding* do Google, criada em 2009, promete aproveitar, através de uma tecnologia inovadora, boa parte dos quase 60% de energia desperdiçados em forma de calor dissipado nos EUA. Embora o próprio Google esteja se posicionando como um ator importante na transição energética, as atuais estrelas do setor de energia são duas empresas investidas pelo empreendedor serial Elon Musk: A SolarCity e a Tesla.

Criada em 2006, a SolarCity, desenvolveu um teto solar esteticamente similar aos tradicionais, a um preço similar aos dos telhados comuns e que ainda gera energia. Junte-se a isso um sistema de baterias e inversores de alto desempenho, e um modelo de negócio baseado em aluguel e contratos de desempenho, onde o comprador não precisa ter grandes volumes para investir no momento da instalação. Com isso, e chega-se a uma proposta de valor concreta de residências 100% off-grid sem grandes investimentos adicionais. Imagine o impacto dessa startup nos negócios de transmissão e distribuição de energia elétrica em todo mundo. Em 2016, a empresa já faturava US\$ 783 milhões, com 300.000 clientes e 2.337 MW de energia solar instalados.

A outra empresa, que recentemente adquiriu a própria SolarCity por US\$ 2.6 bilhões, é a Tesla. Em 2008 a Tesla prometeu ao mundo um automóvel elétrico que tivesse autonomia e desempenho compatíveis com os melhores automóveis a combustão interna. Em 2012 começaram as vendas do seu primeiro veículo 100% elétrico comercial em série, o Tesla Model S com autonomia de mais de 500km com uma única recarga, atingindo de 0 a 100km/h em 2,4 segundos (duas vezes mais rápido e pela metade do preço de um Porsche 911 Turbo) e um custo por km rodado quatro vezes menor do que o de um automóvel sedan da sua categoria a gasolina. Com objetivo de difundir o padrão de veículos elétricos, a Tesla montou

uma rede própria e gratuita de eletropostos de recarga rápida (apenas nos EUA) e abriu boa parte das suas patentes para outros fabricantes entrarem no mercado. Mesmo produzindo apenas 76.000 automóveis em 2016, a empresa possui hoje um valor de mercado maior do que suas concorrentes americanas Ford e GM, que produziram, respectivamente, 6,6 e 10 milhões de automóveis no mesmo ano.

No Brasil, o ecossistema de startups de energia é ainda bastante incipiente. Considerando o destaque do Brasil no campo das energias renováveis e no desenvolvimento sustentável, essa constatação se torna ainda mais intrigante. Uma pista do porquê deste cenário pode ser encontrada nas características dos investimentos dos últimos anos dos recursos do P&D ANEEL, divulgados recentemente no IX Citenel. No panorama apresentado, foi mostrado que as pesquisas realizadas no setor geralmente são mais focadas nas primeiras etapas de maturidade tecnológica, fazendo com que poucas tecnologias cheguem de fato ao mercado. Em termos concretos, os números mostram que apenas de 7% dos bilhões investidos pelo programa se enquadram nas categorias de inserção no mercado.

Ligando esses pontos, é possível perceber que a inserção das startups no contexto do setor de energia brasileiro pode ser uma grande oportunidade para diversos *stakeholders*. Para as grandes empresas do setor, sejam do setor elétrico, sejam de petróleo e gás, investir em startups é uma possibilidade de acelerar sua inserção no processo de transição energética ao mesmo tempo em que mitiga parte dos riscos tecnológicos e de mercado característicos das disrupções às quais o setor está exposto atualmente. Para o governo e formuladores de políticas públicas, é um meio de inserir o país nas cadeias globais de inovação, assim como aumentar o impacto e as externalidades das pesquisas financiadas e subsidiadas nos anos anteriores, fazendo com que as patentes e tecnologias desenvolvidas cheguem mais rapidamente ao mercado. Para pesquisadores e institutos de pesquisa, é uma forma de monetizar o conhecimento gerado através de startups *spin-offs*, possibilitando novos modelos de autofinanciamento da

pesquisa. E para as startups propriamente ditas, é uma grande oportunidade de acessar maiores volumes de capital e networking necessários para o seu crescimento, fundamentais, principalmente, para elas atravessarem o momento entre a pesquisa e o mercado conhecido como “vale da morte”.

Com essa discussão, o foco passaria “do que fazer” para “como fazer”. E mais uma vez os pioneiros da disrupção digital acenam com um novo modelo, recente até mesmo no mundo da internet, mas que tem crescido mais de 20% ao ano nos últimos sete anos e que 75% das empresas da Fortune 100 já estão adotando: O *Corporate Venture Capital* (CVC). Surgido na década de 1960 nos EUA, o CVC foi, no passado, um instrumento de investimento de grandes corporações que buscavam ter retornos financeiros diferenciados comprando e vendendo participações em startups de tecnologias próximas às suas áreas de expertise. Porém, a partir da segunda metade dos anos 2000, algumas empresas perceberam que esses fundos de CVC poderiam também fazer parte de sua estratégia de inovação, tornando-se um novo modo de inovar, um modelo capaz de aproveitar as benesses do paradigma da inovação aberta ao mesmo tempo em que segregava os riscos da corporação em uma estrutura independente. No ano de 2016, foram mais de US\$ 25 bilhões investidos desta forma em quase 1.400 startups dos mais diversos setores, entre eles muitos fundos de empresas de energia como o Chevron Technology Ventures, o BP Ventures, Saudi Aramco Energy Venture, Iberdrola Ventures, EDP Ventures, E.On, Repsol Energy Ventures, Total Energy Ventures, Electronova Ventures (EdF), Enel for Startups, Total Energy Ventures, entre outros.

Entender todas as nuances da complexa dinâmica relacional entre startups e grandes empresas, buscando alavancar as sinergias e atenuar as divergências, pode ser um interessante caminho para a inovação no setor energético brasileiro. Para isso o ambiente regulatório, o ambiente de pesquisa e o ambiente de negócios devem convergir para a formação de um modelo de *Corporate Venture Capital* adaptado à realidade brasileira. Temos a vontade, as condições técnicas e econômicas para isso. Falta agora avançar. E avançar é preciso!



Hudson L. Mendonça é Diretor-Presidente do Comitê de Cleantech da ABStartups, ex-Superintendente da Finep, ex-Secretário do MCTI e mentor/avaliador de mais de 100 startups (Inovativa, 100 Open Startups, ICV Global, Prêmio Finep etc). Economista pelo Instituto de Economia/UFRJ, pesquisador do LabrInTOS/COPPE/UFRJ e Doutorando pelo IAG/PUC-Rio na área de Estratégia e Inovação, foi membro do Comitê de Investimento de fundos de venture capital e é membro da Câmara de Inovação do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas.





## EDITORIAL

# SETOR ELÉTRICO: TENDÊNCIAS GLOBAIS E NECESSIDADES LOCAIS MOLDAM A REFORMA DO SETOR

A necessidade de reformular as regras do setor elétrico brasileiro vem sendo discutida há alguns anos. Ao mesmo tempo que já se esperava tal reformulação para o setor, a fim de incorporar mudanças que estão surgindo tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda de eletricidade, a urgência da reforma advém também da necessidade de endereçar alguns desafios locais que demandam aperfeiçoamento no modelo adotado

atualmente no Brasil. Por consequência, o setor se encontra em um ponto de inflexão no qual mudanças são demandadas por todos os seus agentes.

As mudanças no lado da oferta são resultantes tanto da necessidade de incorporar novas tecnologias e seus modelos de negócios inovadores — como a geração distribuída, resposta da demanda, redes inteligentes e carros elétricos — quanto das alterações que estão sendo observadas na composição da nossa matriz elétrica. Até alguns anos atrás, a abundância de recursos hídricos e o consequente elevado potencial hidrelétrico disponível caracterizou a origem, o desenvolvimento e a concepção histórica da indústria da energia elétrica no Brasil. A construção e a exploração de aproveitamentos dotados de elevada capacidade de armazenamento conformou um modelo de atendimento à demanda baseado na forte predominância da fonte hídrica. Nesse modelo, a progressiva interligação dos sistemas elétricos e a coordenação na exploração de bacias com regimes pluviométricos diversificados permitiram maximizar o aproveitamento dessa fonte.



A presença de grandes reservatórios capazes de regularizar a produção de energia ao longo do tempo, bem como a elevada relação entre a capacidade de armazenamento e a carga a ser atendida, propiciavam um regime capaz de conviver confortavelmente com a natural variação no regime de chuvas em escala plurianual. Dessa forma a geração de base do sistema era desempenhada pelas hidrelétricas e a participação de outras fontes tinha papel suplementar e limitado a situações esporádicas, em eventos de hidraulicidade reduzida.

O Brasil conta com um potencial hidrelétrico estimado na ordem de 260 GW (PNE 2030<sup>1</sup>), dos quais mais 100 GW já foram aproveitados. Restrições socioambientais, particularmente as interferências em terras indígenas e áreas de preservação ambiental, sinalizam crescentes dificuldades para a construção de novos empreendimentos hidrelétricos com reservatórios expressivos. Em paralelo, a busca pela diversificação, a expectativa de preservação de elevada participação de fontes renováveis e a disposição de elevados potenciais no Brasil justificaram a introdução e a crescente participação da energia eólica e, mais recentemente, a energia solar na matriz elétrica brasileira.

Essas fontes, de natureza não controlável, caracterizam-se pelos baixos custos de operação e impõem importantes desafios para operação do sistema, decorrentes da intermitência e imprevisibilidade na produção. Elas provocam grandes variabilidades no despacho e requerem elevada flexibilidade do parque gerador, que deve estar apto a tempestivamente compensar as bruscas variações, com vistas a promover o ajuste instantâneo entre a oferta e a demanda.

Tecnicamente a fonte hídrica, representada por um parque gerador dotado de razoável capacidade de armazenamento, bem como as usinas térmicas de partida rápida seriam as naturais candidatas para prover diretamente a flexibilidade requerida. Caminhar nessa direção, entretanto, exige profunda reavaliação na concepção operativa do setor elétrico brasileiro.

Além dessa variação na composição da matriz, o avanço tecnológico sendo observado na sociedade atual também vem alterando a maneira como a população interage com os bens que ela consome — dentre eles, a energia elétrica. Consumidores de eletricidade vem, cada vez mais, demandando informação e inteligência na sua interação com a rede elétrica, fazendo com que a resposta da demanda e a eficiência energética se constituam em novos elementos a serem considerados na gestão do setor elétrico mundial, inclusive do Brasil. Nesse novo cenário, o preço da eletricidade tem um fundamental papel de enviar sinais ao consumidor que afetarão sua demanda de eletricidade, como já acontece em outros mercados na economia. O termo “cativo” não se aplica mais ao consumidor de eletricidade do século XXI. Mercados de eletricidade em todo o mundo estão se ajustando a essa nova realidade, e o Brasil, mais cedo ou mais tarde, precisará seguir neste caminho também. Além disso, esse consumidor mais “ativo”, que consome sua eletricidade de maneira cada vez mais racional, é peça fundamental na sociedade atual que busca consumir bens e serviços da maneira mais eficiente possível a fim de reduzir sua pegada de carbono.

A essas questões provenientes do lado da oferta e da demanda de eletricidade — que estão, em maior ou menor grau, sendo observadas em outros países no mundo — soma-se, no nosso país, a necessidade de endereçar ineficiências provenientes de intervenções governamentais vivenciadas pelo setor recentemente.

A reforma do setor elétrico realizada em 2003/2004 contribuiu bastante para aumentar a eficiência do setor, mas ainda o deixou aberto à intervenção, que não é benéfica em um ambiente de mercado. Somem-se a isso as ações tomadas na MP 579/2012, além de um regime pluviométrico desfavorável — fatores que, em conjunto, contribuíram para o desequilíbrio do setor. Com essas intervenções, o setor elétrico, que estava funcionando relativamente bem, entrou em crise — que só não foi mais grave por causa da crise econômica e consequente

<sup>1</sup> [http://www.epe.gov.br/PNE/20080111\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf)

queda na demanda de eletricidade. O objetivo da MP 579/2012, de reduzir as tarifas pagas pelos consumidores, durou alguns anos, mas, como não há almoço grátis em economia, o preço da energia voltou a subir a partir de janeiro de 2015, anulando o benefício líquido da medida. A reforma atual está buscando, em grande parte, corrigir essas distorções.

Em suma, incorporar as inovações que a sociedade vem experimentando nos últimos anos, por si só, já requer modernizar o setor elétrico. Vários países do mundo estão revendo suas regulações com esse objetivo. Além disso, a nossa matriz elétrica encontra-se em transformação por

meio do advento das fontes renováveis intermitentes e expectativa de menor predominância da fonte hídrica, o que leva à necessidade de maior utilização da geração térmica na base. Por fim, uma peculiaridade do nosso país que a reforma também busca endereçar é o restabelecimento da eficiência no setor e redução das intervenções que levaram à crise atual. Até o momento, a reforma vem sendo conduzida de maneira transparente, com a sociedade civil contribuindo em consulta pública. Espera-se que essa tendência permaneça ao longo de todo o processo — que também deve ser breve, para a retomada da confiança e estabilidade do setor — e perdure no futuro.

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



## EDITORIAL

# BIOCOMBUSTÍVEIS: PERSPECTIVAS PARA O SETOR, CONSIDERANDO OS COMPROMISSOS DA COP 21 E O PROGRAMA RENOVABIO

No dia 15 de setembro de 2017, a FGV Energia lançou o seu oitavo **Caderno FGV Energia**, que tem como tema os **Biocombustíveis**. O lançamento da publicação ocorre em um momento oportuno, de discussões a respeito de como os biocombustíveis poderão contribuir para o atingimento dos compromissos assumidos pelo Brasil na 21ª Conferência das Partes (COP 21), ocorrida em 2015, em Paris. Além disso, a iminente implementação de um novo modelo regulatório para os biocombustíveis, proposto a partir do programa RenovaBio, que foi

lançado em dezembro de 2016 e aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em junho de 2017, contribui para que o assunto esteja em alta.

Com 115 páginas de conteúdo, o **Caderno FGV Energia - Biocombustíveis** traça um panorama da situação atual do setor, apontando os principais entraves ao seu crescimento e as perspectivas de retomada dos investimentos. Para realizar a publicação, os pesquisadores da FGV Energia conversaram com mais de 50 agentes do setor (representantes do governo, associações empresariais, empresas, consultorias, academia e outros), dos quais a maioria considera que as metas assumidas no âmbito da COP 21 são factíveis e que o programa RenovaBio contribuirá para a retomada dos investimentos. O Caderno dedica um capítulo a essa iniciativa, abordando os conceitos que o suportam, o seu mecanismo de funcionamento e o papel dos agentes envolvidos. Os capítulos dedicados ao etanol e ao biodiesel contêm uma descrição inicial das características e especificações do respectivo biocombustível e análises relacionadas aos seguintes itens: regulação, mercado, produtividade e perspectivas do setor. A publicação também aborda os chamados “novos biocombustíveis”: o bioquerosene de aviação, o biogás/biometano e o óleo vegetal hidrotratado (HVO).

Conforme mencionado no Caderno, o Brasil, em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) ao Acordo de Paris, assumiu o compromisso de reduzir as emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) do país em 37%, até 2025, e fez a indicação de reduzir as emissões em 43%, até 2030, tendo o ano de 2005 como referência. Os compromissos assumidos incluem alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030 e, ainda, o aumento da participação de bioenergia sustentável (que inclui os produtos derivados da cana-de-açúcar, como a bioeletricidade e o etanol, e de óleos vegetais, como o biodiesel) na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030. O principal desafio imposto pelas metas está na necessidade de altos investimentos, conforme documento-base elaborado por encomenda do Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2017), no qual é mencionada a necessidade de R\$ 161 bilhões, entre 2020 e 2030, para modernização e expansão da indústria sucroenergética.

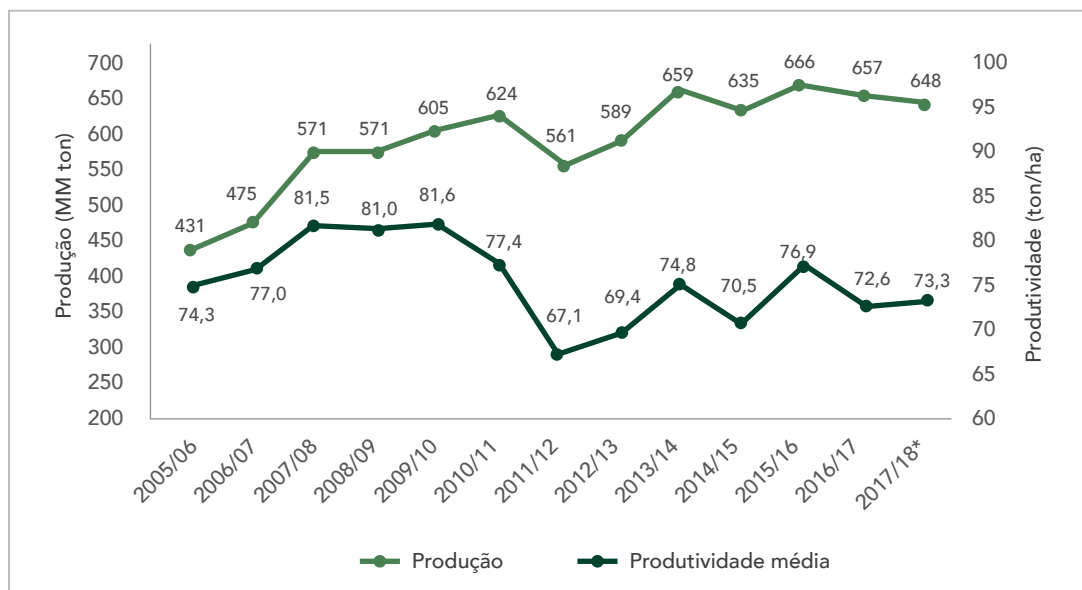
O programa RenovaBio teve seu conteúdo disponibilizado para Consulta Pública em fevereiro de 2017, recebendo contribuições de diversos agentes do setor produtivo e de distribuição de biocombustíveis. A principal contribuição pretendida pelo governo será a definição de uma regulação específica para o setor, com regras claras e mecanismos que garantam a previsibilidade necessária para atrair investimentos. O mecanismo de funcionamento do RenovaBio é inspirado em iniciativas internacionais, como o *Renewable Fuel Standard* (RFS), dos Estados Unidos, o *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), da Califórnia, e o *Renewable Energy Directive* (RED), da União Europeia. Trata-se de um modelo inédito no Brasil, baseado no reconhecimento da capacidade de cada combustível em contribuir para a redução de emissões de GEE e promover a descarbonização, diferentemente da forma tradicional que vem sendo empregada, pela diferenciação tributária ou pelo uso de impostos ambientais (ou sobre carbono), que são valores arbitrados com base em análises que, em geral, dão maior peso a situações macroeconômicas do que às especificidades do setor de combustíveis e biocombustíveis. A iniciativa, centrada na avaliação da intensidade de carbono de cada combustível, tem, ainda, um alto potencial para promover ganhos de eficiência energética na produção e no uso dos biocombustíveis,

o que não ocorre com modelos baseados em tributos, que não estimulam os ganhos de eficiência, uma vez que tratam todos os produtores de forma igualitária.

A publicação avalia que as perspectivas de crescimento do setor de etanol giram em torno da retomada dos investimentos e do aumento da produção, tendo como mote: os cenários de oportunidades criados pelos compromissos assumidos na COP 21, uma nova proposta regulatória voltada para a promoção dos biocombustíveis (RenovaBio), o desenvolvimento tecnológico com foco no aumento da produtividade, a garantia de abastecimento de combustíveis de ciclo Otto e o aprimoramento de motores a combustão para serem mais eficientes com o uso do etanol, assim como o desenvolvimento de motores híbridos e motores elétricos à célula combustível.

O setor sucroenergético vem passando por uma forte crise, decorrente do seu elevado endividamento, da queda de produtividade, do aumento de custos e da perda de competitividade do etanol perante a gasolina, agravada ainda pelo contexto global de restrição ao crédito e de preços baixos do petróleo. A retomada dos investimentos precisa passar, num primeiro momento, pelo saneamento das finanças, de modo que se espera que o setor passe por um novo processo de fusões e aquisições, com a injeção de capital pelas empresas mais bem posicionadas ou por novos players, o que poderá antecipar novos investimentos, ganhos de produtividade e aumentos de produção. O potencial de crescimento dessa indústria é alto, quer seja pela disseminação e incorporação de melhores práticas, quer seja pela introdução de inovações, que levarão a aumentos significativos de produtividade, tais como o etanol celulósico (ou etanol de segunda geração), a cana-energia e as sementes de cana, dentre outras abordadas em mais detalhes no Caderno. A Figura 1 mostra a evolução da produção e da produtividade da cana-de-açúcar ao longo das safras. A produtividade, que chegou a 82 toneladas de cana por hectare no ciclo 2009/10, sofreu uma forte queda entre 2009 e 2011, devido a fatores como a rápida mecanização da produção, a falta de investimentos em renovação dos canaviais e tratos culturais, além de condições climáticas adversas. Esse parâmetro vem se recuperando lentamente desde então, assim como a produção de cana-de-açúcar.



**Figura 1: Produção e Produtividade média da cana-de-açúcar**


\*Projeção Conab

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Conab

O setor do biodiesel, que também vem enfrentando o fechamento de usinas, tem boas perspectivas com os aumentos de mistura já definidos em lei e a possibilidade de antecipação do mandato do B10, além das expectativas de se chegar a B15 em 2025 e B20 em 2030. A produção de biodiesel deve permanecer extremamente dependente da soja, pois esta é a única oleaginosa capaz de garantir a ampliação dos mandatos. Considerando não haver entraves para o crescimento da produção do grão, será preciso um grande esforço para viabilizar o aumento da sua industrialização no país. Dentre as medidas preconizadas pelo setor produtivo, estão a alteração da política tributária, que hoje favorece a exportação da soja in natura, a definição de incentivos ao crescimento dos rebanhos e à produção de proteína animal, dando vazão ao crescimento da produção de farelo de soja, e, ainda, a ampliação do mercado externo e da infraestrutura para a exportação do farelo. O setor ainda precisa encontrar soluções para reduzir os preços do biodiesel, diminuindo o impacto do aumento da mistura no preço final do diesel comercializado. Espera-se que o desenvolvimento de novas matérias primas, de maior produtividade do que a soja, como a palma, o babaçu e a macaúba, estimule novos arranjos regionais de produção, favorecendo a implantação do mercado autorizativo em frotas cativas, especialmente nas regiões onde o diesel é menos competitivo devido a maiores custos logísticos.

No campo dos Novos Biocombustíveis, que também serão incentivados pelo RenovaBio, o biogás e o biometano apresentam a maior aptidão para crescimento no curto prazo, considerando-se a relevância dos novos projetos que estão em implantação e que deverão servir de exemplos indutores, especialmente no setor sucroenergético, onde está o seu maior potencial. O biogás é uma mistura de gases, principalmente metano (CH<sub>4</sub>) e gás carbônico (CO<sub>2</sub>), obtido da decomposição da matéria orgânica (resíduos orgânicos), que pode ser utilizado para a produção de calor, energia elétrica ou biometano. Este último é um biocombustível gasoso com elevado teor de metano em sua composição, obtido da purificação do biogás e que possui as mesmas características do gás natural, podendo ser misturado a este e comercializado por meio de conexão à rede de distribuição de gás canalizado e, também, ser destinado ao uso veicular, na forma de Gás Natural Veicular (GNV), além de outros usos.

Finalmente, ressalta-se que, além de possuir larga experiência na produção de biocombustíveis e apresentar condições edafoclimáticas favoráveis para tal, o Brasil possui área agrícola suficiente para que o plantio de culturas com fins energéticos não afete a produção de alimentos, o que representa uma vantagem que deve ser aproveitada. As externalidades positivas da maior penetração de biocombustíveis são muitas, entre elas a geração de

empregos, o aumento da renda e o desenvolvimento tecnológico, bem como a redução dos impactos no clima e na saúde humana. O trabalho conclui que o país já estabeleceu compromissos importantes na COP 21, mas estes precisam ser desmembrados em metas claras e com prazos definidos, envolvendo um arcabouço regulatório que traga segurança e confiabilidade e mecanismos de mercado

que promovam a competitividade dos biocombustíveis, de forma que se consiga retomar os investimentos e que o país responda à altura do que se espera dele e, principalmente, que aproveite todo o seu potencial.

O documento, na íntegra, pode ser acessado na página da FGV Energia.

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





## PETRÓLEO

Júlia Febraro/Fernanda Delgado

### A) PETRÓLEO

#### a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo





O mês de julho de 2017 apresentou produção diária de 2,6 milhões de barris (MMbbl/d), o que representou um aumento de 1,3% com relação à produção de junho. Na comparação anual também houve aumento em julho, ficando 1,6% acima da produção de 2016 para esse mês, que havia sido de 2,6 MMbbl/d. (Tabela 1).

De acordo com reportagem da Brasil Energia (2017), "o Brasil deve manter em 2018 a posição de um dos países de fora da Opep que mais contribui para o crescimento da produção global". De acordo com previsões divulgadas, o volume produzido no país deve chegar a 3,6 MMboe/dia no ano que vem, um volume 210 mil boe/dia maior

em relação à média projetada para 2017, que é de 3,4 MM boe/dia.

Segundo dados da ANP, 95,2% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 77,6% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.234 poços, sendo 751 marítimos e 7.483 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,3% do total de óleo e gás natural. Apesar de o Brasil possuir considerável potencial *onshore*, as bacias terrestres são pouco exploradas devido, principalmente, a desafios relacionados ao aumento do fator de recuperação de campos maduros, com o mínimo de despesas. O Programa governamental do MME, em conjunto com a ANP e a EPE, REATE, lançado em janeiro de 2017, tem como objetivos estratégicos revitalizar e estimular, assim como aumentar a competitividade da exploração de produção de petróleo e gás natural em bacias terrestres.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendência 12 meses	jun-17	jul-16
<b>Produção</b>	81.308.760	1,33%	1,63%		80.243.085	80.007.018
<b>Consumo Interno</b>	51.043.021	3,32%	-6,92%		49.403.396	54.837.003
<b>Importação</b>	6.788.327	16,41%	65,87%		5.831.277	4.092.573
<b>Exportação</b>	37.674.833	-13,11%	64,78%		43.361.430	22.863.482

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em julho foi oriunda de 80 poços e chegou a 1,29 MMbbl/d de óleo e 51 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1,61 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 48,2% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.090.

A ANP divulgou em setembro que havia recebido 10 manifestações de interesse para a 2ª Rodada do pré-sal e 15 para a 3ª Rodada, que serão realizadas no dia 27 de outubro. Apesar da agência reguladora não ter informado o nome das empresas que demonstraram interesse nas rodadas, ela garante que se tratam das “maiores do setor de petróleo e gás” (Valor, 2017). Os dois leilões vão oferecer pelo menos 2,5 bilhões de barris e, caso essas áreas sejam arrematadas, elas podem render ao governo R\$ 7,7 bilhões (Guia Oil & Gas Brasil, 2017).

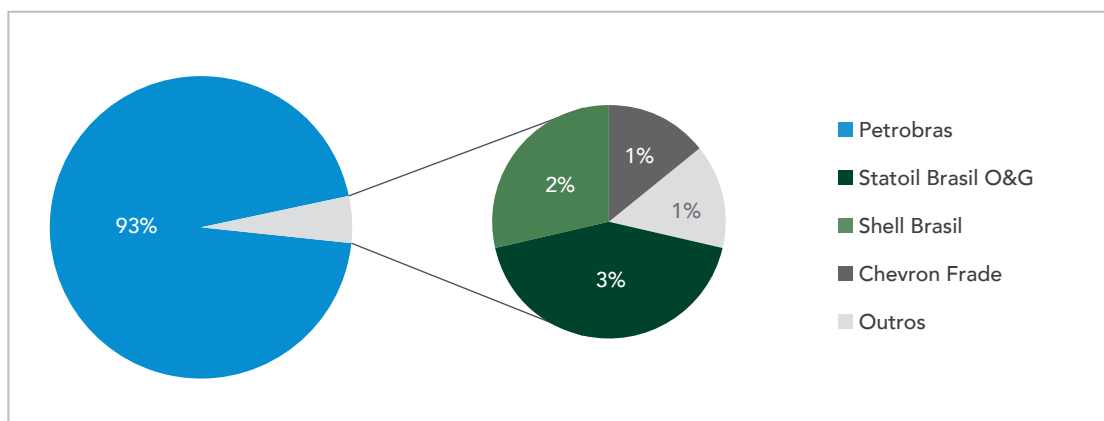
Em cada leilão serão negociadas quatro áreas. Na 2ª rodada, serão licitados blocos com reservatórios que se estendem para áreas adjacentes, visando a individualização da produção: Norte de Carcará (Bloco BM-S-8), Sul de Gato do Mato (S-M-518), Entorno de Sapinhoá e Sudoeste de Tartaruga Verde. Com relação à 3ª Rodada, as áreas a serem ofertadas estão localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto Cabo Frio-Central (Valor, 2017).

Todas essas áreas têm elevado potencial de descobertas e, segundo a ANP (2017), espera-se ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural e ampliar o conhecimento do polígono do pré-sal, visando promover investimentos no país e dar continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação da Petrobras caiu 1% com relação ao mês de junho, ficando com 93% da produção. A Statoil passou de 2% para 3% em julho e a Shell permaneceu respondendo por 2%. A Figura 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de julho (2017). A ligeira queda na participação da Petrobras na produção se deve, segundo a estatal, à parada programada da plataforma P-58, que opera nos campos de Jubarte, Baleia Anã, Baleia Azul e Baleia Franca, na Bacia de Campos. A Petrobras terminou o mês de julho com 2,74 MM boe/dia – queda de 2,5% em comparação com os 2,81 MM boe/dia de junho. (Petronotícias, 2017).

Com objetivo de focar em negócios mais rentáveis, a Shell anunciou em setembro que vai abandonar dois campos no Iraque e, portanto, encerrará a produção de petróleo no país após quase um século. O Brasil deve receber uma atenção especial por parte da companhia, que revelou que pretende investir US\$ 2 bilhões por ano até 2020, valor que pode aumentar se considerados os futuros desembolsos da empresa nas novas rodadas de licitação de áreas exploratórias. (PetroNotícias, 2017).

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Tendo em vista o cenário de preços mais baixos do barril de petróleo, novos regulamentos operacionais e a aproximação do término da vida operacional de plataformas, espera-se uma tendência de crescimento da demanda de descomissionamento no Brasil nos próximos anos. A Petrobras espera enfrentar esse desafio atuando em conjunto com a indústria, universidade e órgãos reguladores para que sejam reduzidas as incertezas ao redor do tema (Agência Petrobras, 2017). De acordo com a Petrobras, têm sido feitas avaliações sobre as questões de segurança, ambientais e de viabilidade técnica para chegar às melhores soluções para as plataformas que serão descomissionadas nos próximos anos.

Segundo o superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP, Marcelo Mafra, 54% das instalações offshore têm mais de 25 anos de idade, o que sugere um “expressivo cenário de descomissionamento no curto prazo” (Brasil Energia, 2017). Contudo, o dirigente chama a atenção para a questão da financiabilidade dos projetos de descomissionamento no país, principalmente no caso de petroleiras de menor porte.

Como medida para destravar investimentos no setor petróleo no curto prazo, a ANP deve publicar nos próximos meses a resolução que permitirá a redução dos royalties incidentes sobre o volume excedente na curva de produção prevista em áreas maduras (Brasil Energia, 2017). Para a ANP, o aumento de produção nas

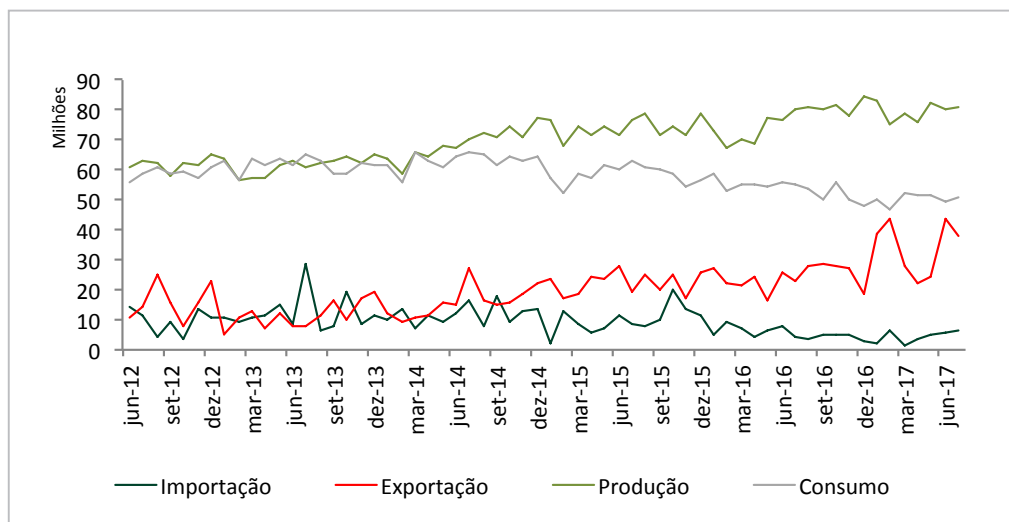
áreas maduras passará a ser uma das prioridades da agência. Segundo Décio Oddone, diretor geral da ANP, “o objetivo não é reduzir royalties, mas sim aumentar o volume absoluto capturado pela sociedade e reativar a atividade no curto prazo”.

De acordo com reportagem da Brasil Energia (2017), enquanto alguns países como Noruega e Reino Unido têm taxa de recuperação acima de 50%, no Brasil esta taxa está em 21%. Cálculos da ANP mostram que cada aumento de 1% no fator de recuperação médio no país demanda US\$ 18 bilhões em investimentos e pode gerar até US\$ 11 bilhões em royalties.

Atualmente, além da redução nos royalties, outra medida que visa facilitar o aumento de produção é a resolução que regulamenta o *waiver* e prevê a possibilidade de aditamento do conteúdo local nos contratos de concessão, que está em consulta pública na ANP (Brasil Energia, 2017).

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações seguiram a trajetória de junho e continuaram a subir no mês de julho. Houve aumento de 16,4% na comparação mensal e as importações chegaram a 6,7 MMbbl. Na comparação anual também se observou expressivo aumento, de 65,8%. Com relação às exportações, a comparação mensal apresentou queda de 13,1%, apesar de aumento significativo (64,8%) com relação a julho de 2016, alcançando 37 MMbbl.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

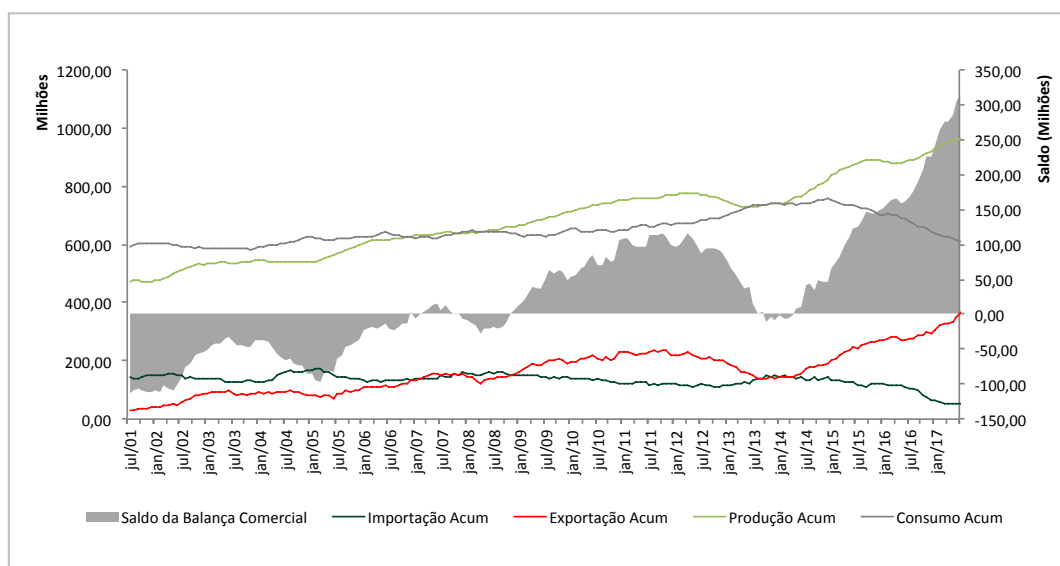


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 15º mês consecutivo. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo

entre Exportações e Importações, também se verifica aumento no acumulado de 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em julho (Figura 2.3).

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



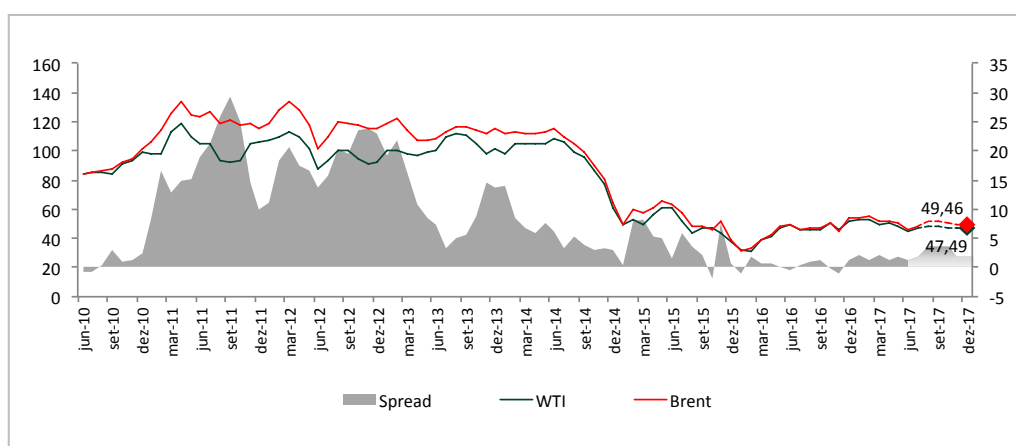
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo o *Energy Information Administration* – EIA (Figura 2.4), a média de preços do óleo tipo Brent reverteu a tendência de queda que vinha desde abril e cresceu pouco mais de US\$ 3/bbl em julho, chegando a US\$ 48,5/bbl. O WTI também volta a crescer após 3 meses e atinge US\$ 46,6/bbl em julho.

Apesar deste boletim trazer dados para o mês de julho, adiantamos que em agosto a oferta global de petróleo diminui pela primeira vez em quatro meses, devido à passagem do furacão Harvey nos EUA, uma queda

na produção da Opep e operações de manutenção típicas do verão no Hemisfério Norte (TN Petróleo, 2017). Segundo relatório da AIE, houve queda de 720 mil barris por dia com relação a julho, entretanto, esse nível permaneceu 1,2 MM de barris por dia acima do volume de julho do ano passado. Apesar dos estragos provocados pelo furacão nos EUA, a Opep garantiu que não haverá falta de óleo. O secretário-geral do cartel enviou uma carta ao prefeito de Houston afirmando que o grupo está comprometido a garantir a estabilidade no mercado de petróleo (Petronotícias, 2017)

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



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

Neste mês de julho de 2017, a maioria dos estados apresentou crescimento em suas produções. Destacase o estado do Maranhão, que cresceu mais de 150%

com relação a junho. As exceções foram os estados de Alagoas, Ceará, a produção *offshore* do Espírito Santo e onshore do Rio Grande do Norte (Tabela 2.2).



Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendência 12 meses	jun-17	jul-16
AL	Onshore	92.688	-5,27%	-24,72%		97.844	123.131
	Offshore	4.000	-21,79%	0,13%		5.115	3.995
AM	Onshore	689.310	10,59%	-4,94%		623.308	725.095
BA	Onshore	978.358	6,59%	-12,25%		917.863	1.114.985
	Offshore	16.964	14,73%	-28,79%		14.786	23.821
CE	Onshore	39.177	6,69%	-20,00%		36.722	48.970
	Offshore	138.281	-8,06%	-17,10%		150.411	166.805
ES	Onshore	332.391	5,08%	-14,59%		316.316	389.184
	Offshore	8.816.669	-24,61%	-27,36%		11.695.309	12.137.123
MA	Onshore	1.714	150,93%	-3,04%		683	1.768
RJ	Offshore	57.358.243	6,31%	6,40%		53.954.251	53.908.216
RN	Onshore	1.262.363	-0,81%	-18,63%		1.272.679	1.551.447
	Offshore	188.182	5,11%	2,58%		179.030	183.456
SP	Offshore	10.675.692	3,11%	22,63%		10.353.225	8.705.794
SE	Onshore	539.199	1,44%	-21,05%		531.526	682.937
	Offshore	175.530	86,70%	-26,95%		94.019	240.290
<b>Total</b>		<b>81.308.760</b>	<b>1,33%</b>	<b>1,63%</b>		<b>80.243.085</b>	<b>80.007.018</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em julho, a produção de todos os principais derivados de petróleo apresentou crescimento com relação a junho. O volume de gasolina produzido (15 MM/bbl) foi

11% superior a junho e o maior dos últimos 12 meses. A produção de GLP também alcançou o maior valor dos últimos 12 meses, após crescer 11%, chegando a 4,3 MM/bbl. (Tabela 2.3)

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendência 12 meses	jun-17	jul-16
Gasolina	Produção	14.953.842	11,09%	7,08%		13.461.249	13.965.696
	Consumo	23.292.739	-1,59%	47,38%		23.669.083	15.804.211
	Importação	2.028.844	-34,17%	-3,16%		3.081.713	2.095.151
	Exportação	110.595	20,02%	-		92.150	1.095.551
Diesel	Produção	21.344.281	2,33%	-8,42%		20.857.289	23.306.806
	Consumo	30.304.285	2,97%	10,29%		29.430.965	27.477.547
	Importação	7.359.914	-4,59%	35,81%		7.714.152	5.419.073
	Exportação	296.048	-	-		0	0
GLP	Produção	4.312.414	11,02%	19,60%		3.884.323	3.605.560
	Consumo	7.503.272	1,77%	2,72%		7.372.966	7.304.432
	Importação	2.517.245	-13,43%	7,96%		2.907.597	2.331.739
QAV	Produção	3.179.084	1,12%	-7,79%		3.143.823	3.447.798
	Consumo	3.718.308	12,59%	1,06%		3.302.598	3.679.167
	Importação	0	-	-		615.778	345.200
Óleo Combustível	Exportação	18.414	-	-		891	27.786
	Produção	5.463.312	0,80%	-6,50%		5.419.947	5.843.105
	Consumo	1.502.086	16,64%	13,74%		1.287.759	1.320.582
	Importação	114	-	-99,89%		0	101.995
	Exportação	3.018.192	67,01%	159,32%		1.807.211	1.163.907

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.



Em julho de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional apenas para o caso do diesel. Para a gasolina, após os preços de referência internacional ultrapassarem em junho os de realização doméstica pela primeira vez desde agosto de 2015, a diferença entre eles aumentou em julho. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.5).

Como mencionamos no Boletim de Conjuntura do mês de agosto, há uma nova política de preços dos combustíveis da Petrobras em vigor, com ajustes diários e mais aderente ao mercado internacional. Esta nova sistemática da Petrobras para a gasolina e o diesel sofreu forte pressão em setembro por conta dos efeitos do furacão Harvey, que levou a uma disparada nos preços da gasolina no mercado norte-americano. A Petrobras já anunciou dois reajustes para a gasolina e para o diesel em setembro e, com isso, a estatal praticamente encostou no teto para reajustes diários da gasolina (TN Petróleo, 2017).

**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




## GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

### A) DADOS GERAIS





No mês de junho de 2017, a produção de gás natural apresentou aumento de 6,1% comparado à produção do último mês, totalizando um volume de 111,1 MMm<sup>3</sup>/dia, o que representa um aumento de 7,6 MMm<sup>3</sup>/dia se comparado à produção do mesmo período passado.

Comparado ao mês de maio, a oferta nacional passou de 56,8MMm<sup>3</sup>/dia para 61,9MMm<sup>3</sup>/dia, que representa aumento

de quase 9,0% em relação a maio. Comparando esse volume ofertado com aquele do mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de 22,1%.

Já o consumo de gás natural apresentou no mês de junho uma queda de 7,4%, atingindo o nível de 78,0 MMm<sup>3</sup>/dia. O crescimento da oferta nacional e queda na demanda levou a uma redução de quase 40,0% no volume importado em relação ao importado no mês de maio, totalizando cerca de 19,0MMm<sup>3</sup>/dia de gás natural, que representa uma queda de 36,8% em relação a junho do ano anterior. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
Produção Nacional	111,13	6,06%	7,35%		104,78	103,52
Oferta de gás nacional	61,89	8,94%	22,12%		56,81	50,68
Importação	18,99	-38,94%	-36,78%		31,10	30,04
Consumo	77,97	-7,43%	-0,37%		84,23	78,26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

## B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em relação a parcela de gás natural produzida que fica indisponível ao mercado, como se pode observar na Tabela 3.2, houve um aumento de 21,6% na queima de gás natural em relação ao mês anterior, passando de um volume

de 3,7MMm<sup>3</sup>/dia para 4,5MMm<sup>3</sup>/dia<sup>2</sup>. Já o gás natural indisponível por reinjeção, consumo interno em E&P e absorção em UPGN's não sofreu alteração significativa. O percentual de oferta nacional em relação à produção bruta passou de 54,0% para 56,0% no mês de junho.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

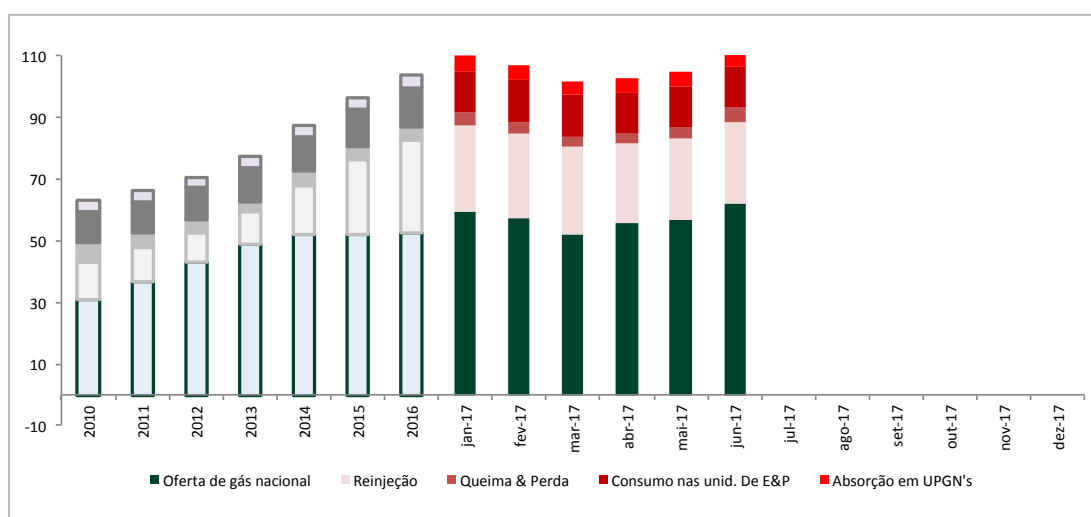
	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	111,13	6,06%	7,35%		104,78	103,52
Reinjeção	26,56	1,18%	-16,66%		26,25	31,87
Queima	4,51	21,56%	27,76%		3,71	3,53
Consumo interno em E&P	13,40	1,75%	1,75%		13,17	13,17
Absorção em UPGN's	4,77	-1,65%	11,71%		4,85	4,27
<b>Subtotal</b>	49,24	2,63%	-6,81%		47,98	52,84
<b>Oferta de gás nacional</b>	<b>61,89</b>	<b>8,94%</b>	<b>22,12%</b>		<b>56,81</b>	<b>50,68</b>
Ofert nacional/Prod. Bruta	56%	2,72%	13,76%		54%	49%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Comparando com a média do ano de 2016, podemos observar no Gráfico 3.1 que houve um aumento de 7,1% na produção nacional bruta, enquanto que o montante de gás indisponível ao mercado mostrou uma queda de

4,2%, sobretudo devido à queda de 12,2% no volume reinjetado. A oferta de gás nacional sofreu aumento de 18,1% se comparada à média de 2016.

Figura 3.1: Produção Nacional Bruta (em MMm<sup>3</sup>/dia)



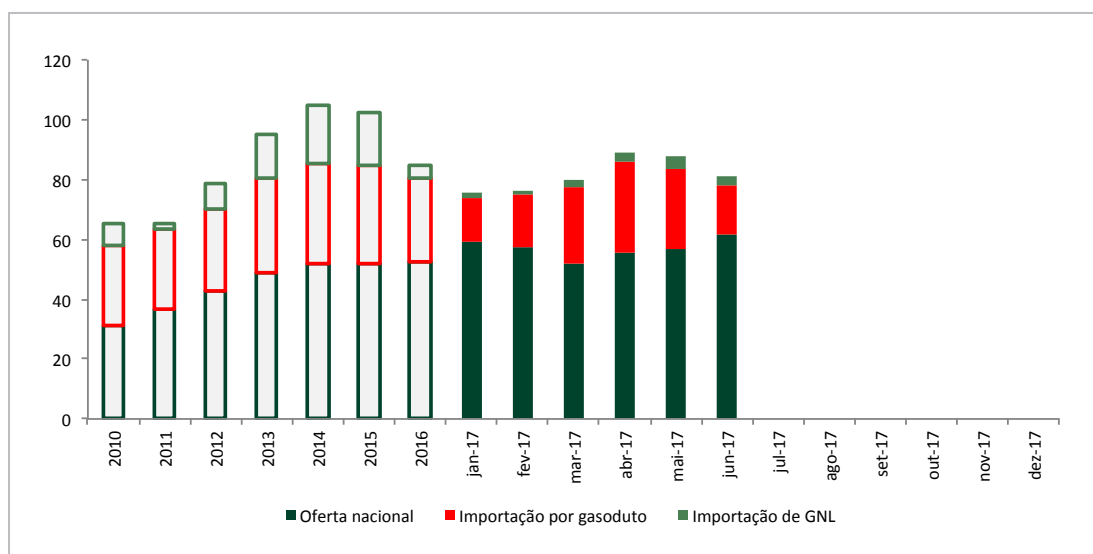
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

<sup>2</sup> Esse aumento na queima deveu-se ao início do comissionamento da plataforma P-66, no Campo de Lula.

A oferta de gás natural no Brasil passou de um montante total de 87,9 MMm<sup>3</sup>/dia em maio para 80,9 MMm<sup>3</sup>/dia em junho, o que representa uma queda de 8,0%. Tal queda, que pode ser explicada pela diminuição na demanda por gás natural, refletiu em uma baixa, sobretudo, na importação

de gás via gasoduto, o GASBOL. Comparando com o volume médio ofertado no país no ano de 2016, podemos observar no Gráfico 3.2 que, embora a oferta nacional tenha aumentado em 18,1%, o total de gás natural e GNL importado sofreu uma queda de quase 41,0%.

Figura 3.2: Oferta de Gás Natural no Brasil (em MMm<sup>3</sup>/dia)






Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como se pode observar na Tabela 3.3, a queda de 12,1MMm<sup>3</sup>/dia de gás natural importado em relação ao mês de maio pode ser desfragmentado em uma queda

de 10,8MMm<sup>3</sup>/dia na importação via gasoduto e de 1,3 MMm<sup>3</sup>/dia via regaseificação de GNL.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
<b>Gasoduto</b>	16,23	-39,87%	-41,05%		26,99	27,53
<b>GNL</b>	2,76	-32,85%	9,96%		4,11	2,51
<b>Total</b>	18,99	-38,94%	-36,78%		31,10	30,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em virtude da proximidade do término do contrato atual de importação de gás boliviano, se abre uma oportunidade para que o Brasil e a Bolívia possam acertar as bases de um novo acordo de compra e venda de gás se abre. E, dessa forma, a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) planeja realizar no próximo ano chamada pública para oferta de capacidade do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), onde a transportadora irá recalcular a tarifa de referência, com base no volume adicional solicitado pelos agentes, e no melhor projeto de expansão existente, partindo para a realização posterior de mais uma rodada de solicitações, até que a demanda por transporte e o preço a que os agentes estejam dispostos a pagar se adequem.

Mesmo com o fim do contrato atual de importação, as autoridades bolivianas estimam que a demanda brasileira exceda a capacidade do GASBOL, que atualmente é de 30,0MMm<sup>3</sup>/dia. Com base em negociações que tem ocorrido entre a estatal YPFB com a Petrobras, Shell Brasil e mais cinco estados brasileiros, a Bolívia espera que o volume demandado chegue a 39,0MMm<sup>3</sup>/dia a partir de 2019. Em junho, a EPE lançou uma nota técnica sobre o panorama da indústria de gás natural da Bolívia, onde, dentre vários aspectos, destacam que a grande questão sobre a renovação do contrato de fornecimento de gás da Bolívia para o Brasil reside na existência de reservas suficientes que possam atender a um contrato do mesmo

tamanho. Adicionalmente, a depender do nível de incerteza de reservas que se admita no contrato, é possível a renovação.


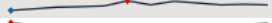





Em relação às importações de GNL, está protocolado no Ibama um projeto da Golar Power de terminal de regaseificação flutuante no sul do país, com capacidade de regaseificar 15MMm<sup>3</sup>/dia, que fará conexão com o GASBOL e pretende suprir parte da demanda de gás do Sul. Embora tal documento já esteja circulando desde meados de agosto no Ibama, houve pouco avanço em relação ao processo de licenciamento ambiental.

### C) CONSUMO

Devido à redução do consumo de gás natural para geração elétrica, cogeração e pelo setor automotivo, o consumo total de gás natural sofreu uma queda de 7,4% no mês de junho, passando de um montante de 84,2MMm<sup>3</sup>/dia no mês de maio para um montante de 78,0MMm<sup>3</sup>/dia em junho.

Embora o consumo para geração elétrica, cogeração e pelo segmento automotivo tenha sofrido queda de 20,2%, 8,4% e 0,6%, respectivamente, os setores residencial, comercial e industrial apresentou alta de 7,7%, 2,6% e 0,9%, respectivamente. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

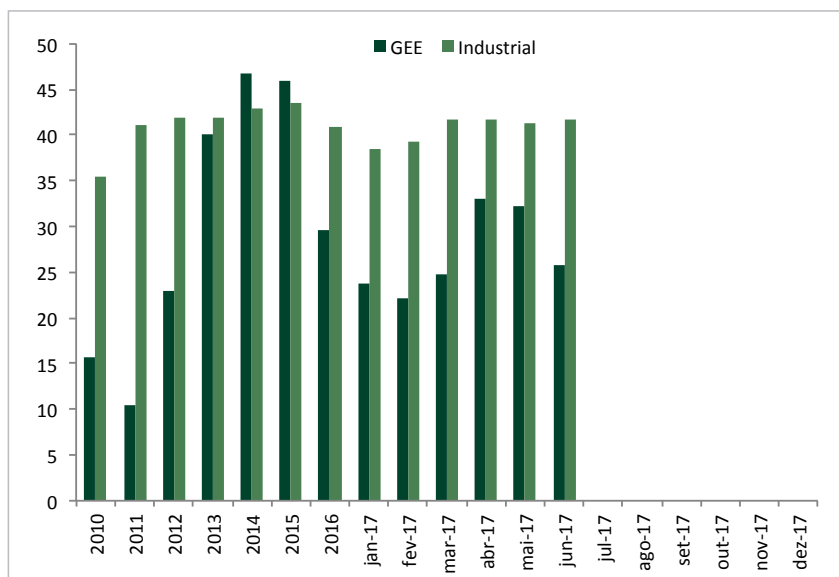
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm<sup>3</sup>/dia)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
Industrial	41,74	0,92%	-5,48%		41,36	44,16
Automotivo	5,21	-0,57%	7,42%		5,24	4,85
Residencial	1,39	7,75%	0,00%		1,29	1,39
Comercial	0,80	2,56%	-6,98%		0,78	0,86
GEE	25,78	-20,21%	7,78%		32,31	23,92
Cogeração	2,52	-8,36%	6,33%		2,75	2,37
<b>Total</b>	<b>77,97</b>	<b>-7,43%</b>	<b>-0,37%</b>		<b>84,23</b>	<b>78,26</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como é possível observar nos Gráficos 3.5, embora o consumo para geração elétrica no mês de junho tenha sido inferior à média consumida nos últimos quatro

anos, sobretudo em relação aos anos de 2013, 2014 e 2015, o consumo do setor industrial não sofreu variações significantes comparado aos últimos seis anos.

Figura 3.3: Consumo de GN na indústria e em GEE (em MMm<sup>3</sup>/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Apesar da demanda por gás natural para geração elétrica estar baixa se compara aos anos anteriores, a Prumo planeja o desenvolvimento de um polo de gás natural, no projeto do Porto de Açú, com a construção de duas ou três termelétricas de ciclo combinado na cidade de São João da Barra (RJ). As usinas de ciclo combinado, além de oferecem um bom rendimento energético na transformação do gás natural em energia elétrica, ajudam atender à demanda que surge quando existem flutuações na rede elétrica. Além de produzir com a queima do combustível, como as usinas de ciclo aberto, as de ciclo combinado também conseguem reutilizar os escapes da produção para produzir vapor e mover uma segunda turbina.

Embora a participação do gás natural na geração elétrica tenha caído para 8,8% no mês de maio, espera-se que o gás natural tenha um papel mais significativo

na matriz elétrica brasileira devido a necessidade de fonte energética alternativa para atendimento a intermitência das fontes renováveis e das hidrelétricas a fio d'água.

## D) PREÇOS

Analisando o preço do gás natural no mercado internacional no mês de junho, enquanto o preço no mercado europeu apresentou aumento de 0,9% em relação ao mês de maio, sendo cotado a 5,4US\$/MMBTU, o Henry Hub sofreu queda de 5,9%, estando em 2,9US\$/MMBTU. Os preços do gás natural nos mercados japonês e russo também registraram queda, sendo cotados a 8,3US\$/MMBTU e 5,0US\$/MMBTU, respectivamente. Como pode ser visto na Tabela 3.5, os preços do gás natural nos mercados japonês, europeu e russo encontram-se em patamares superiores aos preços médios do ano de 2016 em 42,9%, 28,9% e 27,1%, respectivamente.

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

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16	
Henry Hub	2,94	-5,94%	12,62%		3,12	2,61	
Europa	5,41	0,94%	28,95%		5,36	4,20	
Japão	8,30	-2,16%	42,85%		8,48	5,81	
Rússia	4,98	-1,58%	27,08%		5,06	3,92	
PPT *	4,14	-0,49%	0,99%		4,16	4,10	
Preços na distribuidora (Ref: Sujeite)	No City Gate	7,04	-2,38%	18,88%		7,21	5,92
	2.000 m³/dia **	14,63	2,10%	5,45%		14,33	13,87
	20.000 m³/dia **	12,72	2,17%	3,18%		12,45	12,33
	50.000 m³/dia **	12,28	2,02%	2,56%		12,03	11,97

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

\* não inclui impostos \*\* preços c/ impostos em US\$/MMBTU



Em relação aos preços nacionais no mês de junho, foi possível observar uma queda de 2,4% no preço médio nacional do gás no city gate, que é o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras, que passou de 7,2US\$/MMBTU em maio para 7,0US\$/MMBTU. Já o decréscimo no preço do gás no Programa Prioritário Termelétrico (PPT) foi de 0,5%, fechando em 4,1US\$/MMBTU.

Em relação ao preço das distribuidoras para os consumidores industriais, foi possível observar alta entre 2,0 e 2,2% comparado ao mês de maio, sendo este cotado a 14,6 US\$/MMBTU, 12,7 US\$/MMBTU e 12,3 US\$/MMBTU para faixa de consumo de 2.000, 20.000 e 50.000m<sup>3</sup>/dia, respectivamente.

Segundo projeções discutidas atualmente no setor, é possível que o gás proveniente do pré-sal custe algo entre 5,0US\$/MMBTU e 9,0US\$/MMBTU. Esse preço, que é considerado elevado, é decorrente ao fato dessas reservas estarem a 300km de distância da costa e a uma grande profundidade. Nesse sentido, aliado a viabilização do gás no pré-sal, é esperado que a produção de gás proveniente de campos *onshore* contribua para a disponibilidade do combustível no país, mas isso depende fortemente de uma política de incentivos.

## E) FUTURO

Dado o futuro promissor do mercado energético brasileiro, devido ao crescimento da produção de petróleo, que levará ao aumento no volume de produção de gás, e da necessidade de alternativas energéticas para eventuais flutuações da geração das fontes renováveis, é esperado um crescimento exponencial da indústria de gás natural no país. Em decorrência dessa expectativa, e da iniciativa de desinvestimento por parte da Petrobras na indústria de gás natural, o Ministério de Minas e Energia (MME) conduziu o programa Gás para Crescer, que resultou em 12 propostas que foram recentemente encaminhadas à Casa Civil para compor o marco regulatório do setor.

Além de prever a abertura do mercado para investimento privado, diversificando a oferta e aumentando a competitividade, dentre as propostas pretende-se aperfeiçoar as regras tributárias e a integração entre os setores de energia elétrica e gás natural. Nesse sentido, de forma a promover um planejamento integrado entre esses dois setores, ficará a cargo da Empresa de Pesquisa Energética executar o planejamento da expansão da malha de transporte afinado com o processo de crescimento das térmicas.

Além da criação das áreas de mercado de capacidade, com contratação das capacidades de entrada e saída no sistema de gasodutos, está sendo proposto a criação, formada por transportadores independentes, do Gestor de Área de Mercado, que ficará encarregado de coordenar a operação do Sistema de Transporte. Ainda no segmento de transporte, a criação de pontos virtuais de negociação, os chamados *hubs virtuais*, promete dinamizar o mercado, permitindo o aumento do número de negociações entre os agentes.

Fora algumas críticas pontuais e receios, como os da Petrobras, que motivou a elaboração de um documento recentemente entregue ao MME a respeito da proposta de exigência aos transportadores existentes de submissão ao processo de certificação de independência regulado pela ANP, o governo não quer perder o *time* de oportunidade e estuda apensar suas propostas resultantes do Gás para Crescer ao PL 6407-2013 do deputado Antônio Carlos Mendes Thame. Tal projeto foi desenvolvido visando o fomento da Indústria de Gás Natural e alterar a Lei 11.909 (Lei do Gás), de 2009, e já tratava de parte do que vem sendo discutido na atual iniciativa governamental.

Embora o texto final da PL ainda não tenha sido fechado em definitivo, sabe-se que houve convergência em 90% das medidas a serem adotadas no âmbito do Gás para Crescer, enquanto as demais 10% possivelmente serão discutidas na própria Câmara dos Deputados.



## BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

### A) PRODUÇÃO

Em julho/17, foram produzidos aproximadamente 1,9 bilhão de litros de etanol anidro e 2,3 bilhões de litros de etanol hidratado, volumes 19% e 23%, respectivamente, superiores ao mês anterior (junho/17). A produção acumulada em 2017 (janeiro a julho), no entanto, ainda está abaixo da de 2016 em 4,2%, no caso do anidro, e 15,8%, no caso do hidratado.

A moagem da safra 2017/18 continua ocorrendo com

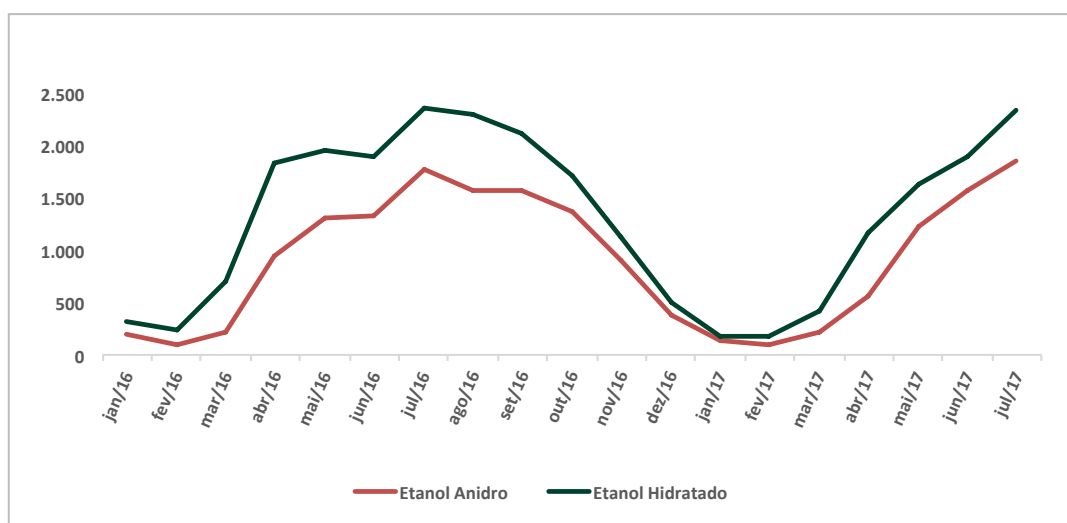
atraso em relação à safra passada. Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), desde o início da safra até o dia 1º de agosto, a moagem somou 297,3 milhões de toneladas, contra 312,1 milhões de toneladas registradas até igual data do ciclo 2016/2017. Além do atraso na moagem, houve um aumento da destinação da cana para a produção de açúcar. Na região Centro-Sul, o mix de produção em termos acumulados de abril a julho de 2016 foi de 44,8% para o açúcar e 55,1% para o etanol, enquanto, em 2017, 48,4% da cana foi destinada para o açúcar e 51,5% para o etanol.

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

Biocombustível	jul-17	acum-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jun-17	jun-16	acum-16
Etanol Anidro	1.857,7	5.643,5	19,1%	4,4%	-4,2%		1.560,3	1.779,6	5.888,4
Etanol Hidratado	2.336,0	7.810,7	23,0%	-0,5%	-15,8%		1.898,8	2.348,9	9.271,2
<b>Total Etanol</b>	<b>4.193,8</b>	<b>13.454,2</b>	<b>21,2%</b>	<b>1,6%</b>	<b>-11,2%</b>		<b>3.459,1</b>	<b>4.128,5</b>	<b>15.159,6</b>
Biodiesel	387,2	2.311,6	7,8%	14,8%	5,0%		359,2	337,4	2.202,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



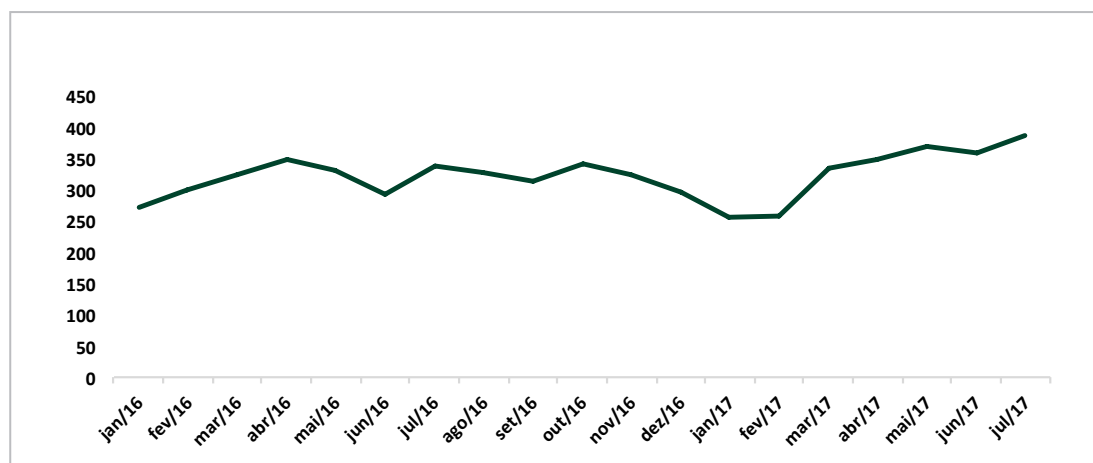
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de biodiesel, em julho/17, alcançou 387,2 milhões de litros, novo recorde de produção. O volume foi 7,8% superior ao do mês anterior (junho/17) e 14,8% superior ao mesmo mês do ano anterior (julho/16), sendo ainda quase 5% superior ao último recorde, de 369 milhões de litros, em maio de 2017. A produção acumulada nos sete primeiros meses deste ano está 5% acima do mesmo período do ano passado. Apesar da recessão econômica ter afetado o consumo de diesel e, conseqüentemente, também o de biodiesel, em 2016, a demanda está voltando

a crescer. Além disso, em março de 2017, o teor de adição do biocombustível no combustível fóssil passou de 7% para 8%, contribuindo para o aumento de produção do biodiesel.

O volume produzido em julho faz parte das negociações ocorridas no 55º Leilão de Biodiesel da ANP, que ocorreu em junho de 2017 e envolveu a negociação de 760,3 milhões de litros de biodiesel para os meses de julho e agosto. O volume arrematado foi 4% superior ao do leilão anterior, quando foram negociados 733,9 milhões de litros.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A seguir serão apresentadas algumas projeções para o mercado de biocombustíveis em 2017/2018.

Em relação ao setor de etanol, é importante avaliar as estimativas para a safra 2017/18 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção de cana e, também, de etanol. Nessa região, a safra tem início no dia 1º de abril e termina no dia 31 de março, com período de colheita entre abril e novembro.

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), devem ser produzidas 646 milhões de toneladas de cana na safra 2017/18, o que representa uma redução de 2% em relação à safra anterior. A produtividade média deve aumentar em 2%, porém um percentual maior da cana deverá ser destinado ao açúcar (47,9% no ciclo 2017/18 contra 45,9% no ciclo 2016/17). A produção de etanol anidro não deve sofrer alteração, porém a Conab estima redução de 10% na produção do hidratado.

**Tabela 4.2 – Projeções para a safra 2017/18 de cana-de-açúcar**

Cana-de-açúcar	Safra			Varição
	2015/16	2016/17	2017/18 (P)	(2017/18)/ (2016/17)/
Produção de cana-de-açúcar (MM ton)	665,6	657,0	646,0	-2%
Área colhida (MM ha)	8,7	9,1	8,8	-3%
Produtividade média da cana (ton/ha)	76,9	72,6	73,7	2%
Percentual da cana destinado ao açúcar (%)	40,4	45,9	47,9	4%
Produção de açúcar (MM ton)	33,5	38,7	39,4	2%
Produção de etanol anidro (MM litros)	11,2	11,1	11,1	0%
Produção de etanol hidratado (MM litros)	19,3	16,7	15,0	-10%

(P) - Previsão

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Conab

Em relação ao setor de biodiesel, deve-se avaliar o mercado da soja, principal matéria-prima empregada na produção do biocombustível. De acordo com a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE), a produção da soja deve aumentar de 96,2 milhões de toneladas, em 2016, para 113,8 milhões de toneladas, em 2017, correspondendo a um aumento de 18%. As exportações do grão também

devem aumentar consideravelmente, chegando a 64 milhões de toneladas. A produção de óleo e o seu consumo doméstico devem aumentar em 4% e 6%, respectivamente, enquanto o processamento interno do grão deve reduzir de 41%, em 2016, para 36%, em 2017. A entidade também projeta que a produção de biodiesel alcançará 4,5 bilhões de litros em 2017, volume 18% superior ao de 2016.

Tabela 4.3 – Projeções para o complexo da soja em 2017

Cana-de-açúcar	Quantidade (MMton)			Varição
	2015	2016	2017 (P)	2017/2016
<b>Soja</b>				
Produção	97,0	96,2	113,8	18%
Exportação	54,3	51,6	64,0	24%
Processamento	40,6	39,5	41,5	5%
Processamento (%)	42%	41%	36%	-11%
Capacidade de processamento	61,8	65,0	65,0*	0%
Capacidade de processamento utilizada (%)	66%	61%	63%	4%
<b>Farelo</b>				
Produção	30,8	30,2	31,5	4%
Consumo Doméstico	16,0	15,8	16,0	1%
Exportação	14,8	14,2	15,7	10%
<b>Óleo</b>				
Produção	8,1	7,9	8,2	4%
Consumo Doméstico	6,5	6,6	7,0	6%
Exportação	1,7	1,3	1,3	3%
<b>Biodiesel</b>				
Produção (bilhões de litros)	3,9	3,8	4,5	18%

(P) - Previsão \* o valor de 2016 foi repetido em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABIOVE

## B) PREÇOS

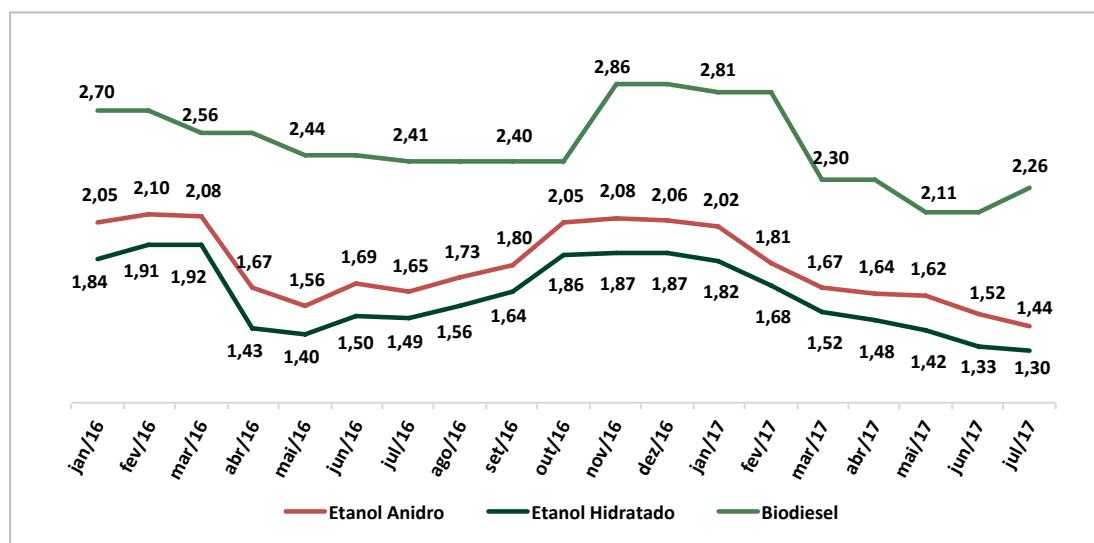
Os preços do etanol anidro e hidratado (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ) seguem em queda. Em julho/17, o litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,44, valor 5% inferior ao do mês de junho/17 (R\$ 1,52), e o preço do etanol hidratado caiu 2,2%, indo de R\$ 1,33 (em junho/17) para R\$ 1,30 (em julho/17). Os preços mais baixos do biocombustível foram resultado da menor demanda devido à redução de preços da gasolina.

Em julho/2017, as alíquotas de PIS/COFINS para o etanol foram alteradas para R\$ 0,1309/litro, para os produtores, e de zero para R\$ 0,1109/litro (inicialmente, a alíquota foi estabelecida em R\$ 0,1964/litro, mas o valor foi revisto),

para os distribuidores, totalizando R\$ 0,2418/litro, o que representa um aumento de R\$ 0,1218/litro, ou 102%. No caso da gasolina, as alíquotas passaram de R\$ 0,3816/litro para R\$ 0,7925/litro, o que representa um aumento de R\$ 0,4109/litro, ou 108%. Os aumentos de preços decorrentes dos aumentos das alíquotas só começaram a ser sentidos a partir da segunda quinzena do mês e não foram suficientes para causar impactos nos valores médios, que ficaram abaixo dos registrados no mês anterior.

O preço do biodiesel, que vinha caindo desde março, foi negociado no 55º Leilão de Biodiesel da ANP por R\$ 2,26 por litro, valor 7% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,11/l).

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



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

## C) CONSUMO

Em julho/17, foram consumidos quase 1 bilhão de litros de etanol anidro, volume 1,6% inferior ao consumido em junho/17, e 7,6% superior ao mesmo mês do ano anterior (julho/16). No acumulado do ano (janeiro a julho), a demanda pelo biocombustível está 7,3% acima do mesmo período de 2016. O aumento da demanda por gasolina, com preços melhores em relação ao hidratado, impulsionaram o consumo de etanol anidro, que é adicionado no combustível fóssil.

Em relação ao etanol hidratado, o volume consumido em julho/17 (1,0 bilhão de litros) foi 0,2% inferior ao de

junho/17 e 21,2% inferior a junho/16. A demanda por etanol hidratado acumula uma queda de 19,6% em 2017 (janeiro a julho), na comparação com 2016. A redução da demanda por etanol hidratado teve como fator principal a revisão da política de preços pela Petrobras, que reduziu o valor da gasolina nas bombas, reduzindo a competitividade do hidratado.

O consumo de biodiesel manteve a trajetória de crescimento em julho/17, superando em 3% o consumo de junho/17 e em 17,2% o de julho/16. No acumulado do ano, a demanda pelo biocombustível está 9,7% acima do ano de 2016. A demanda por óleo diesel, que sofreu forte retração em 2016, tem voltado a crescer em 2017.

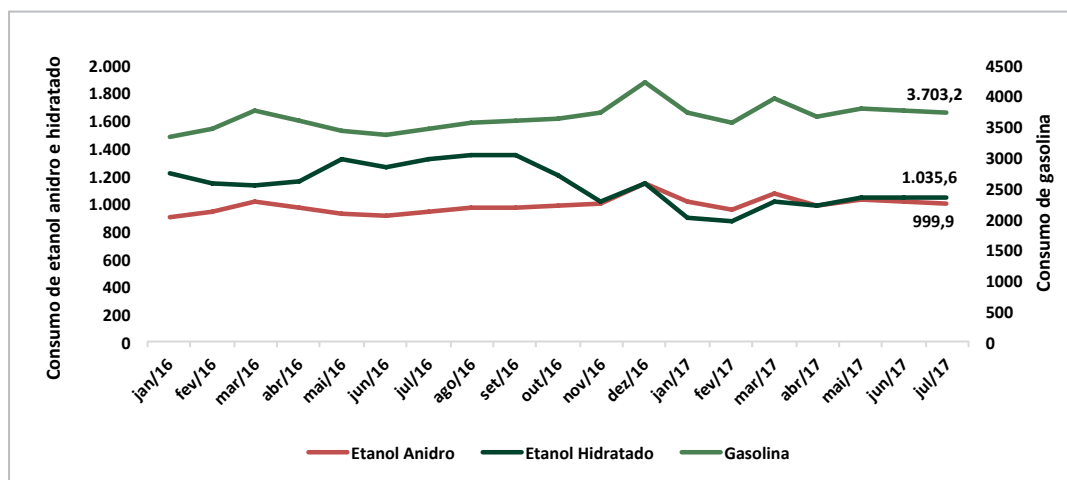
Tabela 4.4: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	jul-17	acum-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jun-17	jun-16	acum-16
Etanol Anidro	999,9	7.051,1	-1,6%	7,6%	7,3%		1.015,8	929,3	6.569,5
Etanol Hidratado	1.035,6	6.864,2	-0,2%	-21,2%	-19,6%		1.037,9	1.314,6	8.541,1
Total Etanol	2.035,5	13.915,3	-0,9%	-9,3%	-7,9%		2.053,7	2.243,9	15.110,5
Biodiesel	385,4	2.408,4	3,0%	17,2%	9,7%		374,3	328,8	2.195,6

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

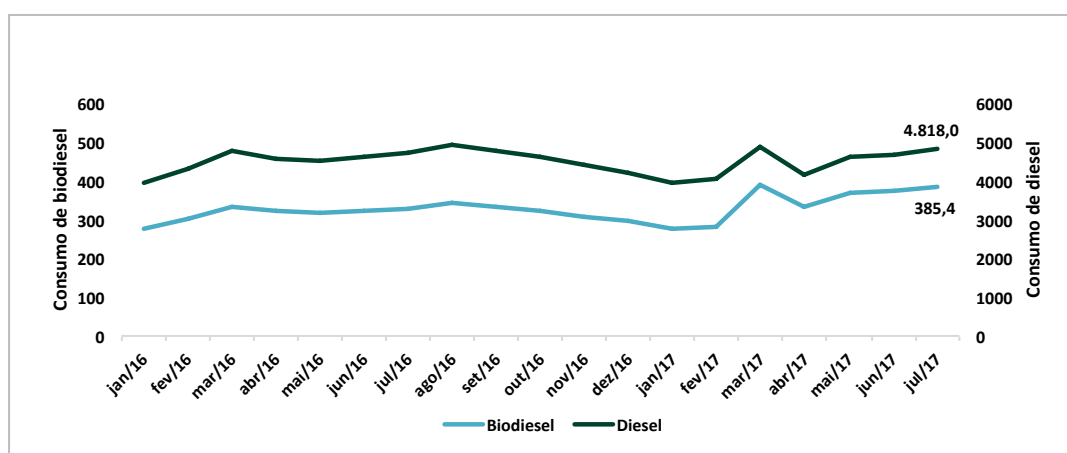


Gráfico 4.4 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

## D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O Brasil importou 73,8 milhões de litros de etanol em julho/17, volume bem abaixo dos quase 200 milhões de litros importados em junho/17, representando uma redução de 63%. Porém, ao comparar com o mesmo mês do ano anterior (julho/16), verifica-se um aumento de 34,3% nas importações. A importação acumulada de janeiro a julho de 2017 chega a 1,4 bilhão de litros, correspondendo a um aumento de 280,5% em relação ao mesmo período de 2016.

Os atrasos na moagem e a maior destinação da cana para a produção de açúcar reduziram a oferta de etanol, contribuindo para a maior importação do biocombustível. Além disso, o etanol americano, produzido a partir do milho, está com preços baixos, graças à safra recorde do grão nos Estados Unidos. De acordo com a Conab, mesmo com a crescente queda observada nos preços do biocombustível no mercado interno, questões tributárias e de infraestrutura contribuem para que o produto importado seja mais competitivo.

O aumento das importações de etanol fez com que diversos produtores e entidades do setor se manifestassem solicitando a volta da tarifa de importação de etanol. Em agosto/17, a Câmara de Comércio Exterior (Camex) publicou resolução, válida por 2 anos (24 meses), determinando uma taxa de 20% sobre o etanol importado pelo Brasil. A tarifa será aplicada apenas ao volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 24 meses). Além disso, as importações de volumes de até 150 milhões de litros por trimestre também são isentas da tarifa.

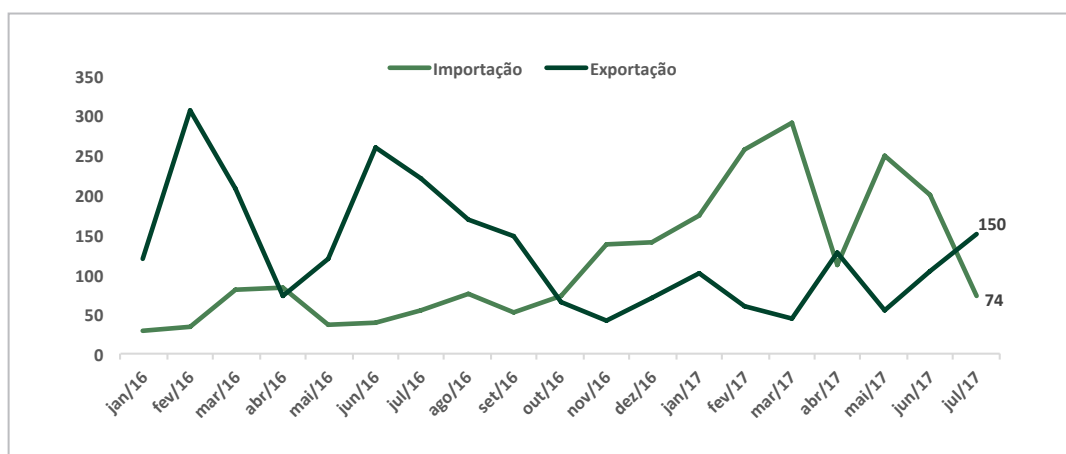
O volume exportado pelo país em julho/17, 150,4 milhões de litros, foi 45,3% superior ao do mês de junho/17, porém representou uma redução de 31,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior (junho/16). No acumulado do ano, as exportações representaram menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. A menor exportação neste ano, em relação aos volumes transacionados em 2016, decorre da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da produção para o açúcar.

**Tabela 4.5: Importação e exportação de etanol em milhões de litros**

Etanol anidro	jul-17	acum-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	jun-17	jun-16	acum-16
<b>Importação</b>	73,8	1.354,2	-63,0%	34,3%	280,5%		199,5	55,0	355,9
<b>Exportação</b>	150,4	642,8	45,3%	-31,3%	-50,6%		103,5	219,0	1.301,3

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

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




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

---

## MENSAGEM AOS LEITORES

Prezados leitores, no final do mês agosto o ONS atualizou o layout do seu site e desenvolveu uma forma mais moderna e dinâmica de disponibilizar os resultados históricos da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Além disso, com o objetivo de retratar mais fielmente o sistema elétrico brasileiro, a metodologia de contabilização da carga e da geração de energia em escala mensal e anual também foi atualizada. A partir de 2015, os dados de carga e de geração de energia passaram a considerar não só os valores das usinas supervisionadas e programadas pelo ONS, mas também as informações recebidas da CCEE e de usinas conectadas às redes de distribuição, via as respectivas distribuidoras.

Por esse motivo, alguns dados do mês de agosto ainda não se encontravam disponíveis no site do ONS até o dia 20 de setembro de 2017, impossibilitando que esta versão do Boletim de Conjuntura da FGV Energia pudesse trazer uma análise mais completa da conjuntura do setor elétrico brasileiro. A edição do próximo mês trará as informações do mês de agosto que não puderam ser publicadas nesta edição.





## SETOR ELÉTRICO

Mariana Weiss | André Lawson

### A) 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 agosto de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 163,7 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 70,8% era do tipo fotovoltaica, 13,7% térmica, 9,3% hidráulica

e 6,2% eólica. A Tabela 5.1 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 19,7% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 12,7% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 6,18%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 204,99%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram a CELESC (+11,04%), a RGE Sul (+9,70%) e a CPFL (+8,31%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+1243,95%), Energisa Mato Grosso (+561,50%) e a Light (+462,78%).

Tabela 5.1: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17
CEMIG Distribuição	32.231,86	6,46%	129,15%		30.274,85
Companhia Energética do Ceará	20.823,97	0,98%	310,08%		20.620,97
Light Serviços de Eletricidade	10.410,79	3,16%	462,78%		10.091,48
Celesc Distribuição	10.034,18	11,04%	253,49%		9.036,59
Copel Distribuição	8.415,38	6,36%	214,56%		7.911,80
RGE Sul - Distribuidora de Energia	8.349,45	9,70%	391,26%		7.610,99
Companhia Paulista de Força e Luz	8.090,05	8,31%	343,67%		7.469,31
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	6.855,06	0,02%	561,50%		6.853,76
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	5.874,25	1,33%	1243,95%		5.797,23
Companhia Energética de Pernambuco	4.539,57	5,64%	43,10%		4.297,24
Outras	48.104,11	8,74%	153,09%		44.238,19
<b>Total</b>	<b>163.728,67</b>	<b>6,18%</b>	<b>204,99%</b>		<b>154.202,41</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## B) EXPANSÃO

Tabela 5.2: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	62	398	350	1.829	50	-	-	2.690
Biomassa	418	62	85	481	125	49	25	1.245
Solar	714	1.136	566	-	-	-	-	2.415
Hidrelétrica	611	3.472	3.235	1.833	221	41	-	9.413
PCH	95	196	403	628	129	23	19	1.493
Eólica	1.241	1.975	1.269	498	90	-	-	5.072
<b>Total</b>	<b>3.141</b>	<b>7.239</b>	<b>5.908</b>	<b>5.270</b>	<b>615</b>	<b>112</b>	<b>44</b>	<b>22.328</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Durante o período de 17 de julho a 15 de agosto de 2017 o SIN observou uma expansão na capacidade de geração de 223,0 MW, sendo 28,0 MW em usinas solares fotovoltaicas, 181,7 MW em eólicas e 13,3 MW em PCH<sup>3</sup>. Assim, a expansão total registrada no ano corrente foi de 148,0 MW no caso das fotovoltaicas, 827,3 MW no

das eólicas e 107,5 MW em PCH. Ainda para este ano, está prevista a entrada de uma capacidade adicional de 3,14 GW, dos quais 1,2 GW seriam provenientes de usinas eólicas. A previsão para as hidrelétricas, por sua vez, sofreu revisão, reduzindo de 1,2 GW para 611,0 MW.

<sup>3</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

### C) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 9 distribuidoras e de revisão tarifária em 3 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.3 e a Tabela 5.4.

Atendendo a 2,4 milhões de unidades consumidoras localizadas em 144 municípios do estado do Pará, a CELPA aumentou em 5,86% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 11,22% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 7,19% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da CELPA entraram em vigor a partir de 7 de agosto. A concessionária EDP Espírito Santo que atende 1,5 milhões de unidades consumidoras localizadas em 70 municípios do estado do Espírito Santo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 7 de agosto em 9,34% em média, sendo 8,53% para os consumidores da baixa tensão e 10,9% para os consumidores da alta tensão. A concessionária Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), que atende a 2,8 milhões de unidades consumidoras em 258 municípios do estado de Santa Catarina, teve reajuste de 7,77% na alta tensão e 7,90% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 7,85% das tarifas a partir do dia 22 de agosto. As 433 mil unidades consumidoras de 11 municípios do estado Espírito Santo e atendidas pela Empresa Luz e Força Santa Maria S.A (ELFSM), a partir do dia 29 de junho, tiveram reajuste tarifário de 10,91% na alta tensão e 18,35% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 16,48%. A concessionária paranaense Força e

Luz Coronel Vivida Ltda (FORCEL) que atende 7,5 milhões de unidades consumidoras localizadas no Município de Coronel Vivida no Paraná apresentou um reajuste tarifário médio de -14,61%, sendo -21,16% para os consumidores da alta tensão e -9,65% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da FORCEL entraram em vigor no dia 26 de agosto. Atendendo 2,5 milhões de unidades consumidoras localizadas em 223 municípios de São Paulo e 5 do Mato Grosso do Sul, a Elektro Eletricidade Serviços S/A teve suas tarifas reajustadas a partir de 27 de agosto a uma taxa média de 10,40%, sendo 10,47% para a baixa tensão e 10,27% para a alta tensão. O reajuste tarifário da Empresa Força e Luz João Cesa Ltda (EFLJC) foi de 17,06% para a baixa tensão e de 13,71% para a alta tensão, resultando em um aumento médio de 16,65% na tarifa de energia elétrica para as 3,6 mil unidades consumidoras localizadas no município de Siderópolis em Santa Catarina a partir de 29 de agosto. Ainda no dia 29 de agosto, a Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. (Eflul) reajustou suas tarifas a uma taxa média de 11,14%, sendo 15,88% para baixa tensão e 5,19% para a alta tensão. Por fim, também no dia 29 de agosto, houve o reajuste tarifário para os consumidores da Iguazu Distribuidora de Energia Ltda. (Ienergia). As 34 mil unidades consumidoras localizadas no município de Xanxerê no estado de Santa Catarina tiveram suas tarifas reajustadas em 7,10% caso estivessem conectados na rede de baixa tensão e em 7,31% caso estivessem conectados na rede de alta tensão, o que resultou em um aumento médio de 7,17%, como mostra a Tabela 5.3.

**Tabela 5.3: Reajustes Tarifários (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.	PA	7,19%	07/ago
EDP-ES	Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	ES	9,34%	07/ago
CELESC-DIS	Celelesc Distribuição S.A.	SC	7,85%	22/ago
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	16,48%	22/ago
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR	-14,61%	26/ago
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	10,40%	27/ago
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC	16,65%	28/ago
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	SC	11,14%	28/ago
IENERGIA	Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	7,17%	29/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.



Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos) de três distribuidoras: Companhia Energética do Maranhão (CEMAR - MA), Energisa Paraíba (EPB - PB) e Cooperativa Aliança (COOPERALIANÇA – SC). No caso da CEMAR, as 2,3 milhões de unidades consumidoras de 217 municípios do Maranhão tiveram sua tarifa de energia elétrica aumentada em 12,88%, sendo 11,49% para a alta tensão e 13,21% para a baixa tensão. No caso da EPB-PB, a revisão tarifária implicou no aumento

de 16,38% nas tarifas de alta tensão e de 13,94% nas tarifas de baixa tensão, resultando no aumento médio de 14,55% na tarifa das 1,3 milhão de unidades consumidoras em 216 municípios da Paraíba. Por fim, os 36 mil consumidores atendidos pela Cooperaliança tiveram suas tarifas reduzidas em 22,38%, no caso de estarem conectados na alta tensão, e em 26,17% no caso de estarem conectados na baixa tensão, o que resultou em uma redução média de 24,93% das tarifas como mostra a Tabela 5.4.

**Tabela 5.4: Revisões Tarifárias (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	12,88%	28/ago
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	14,55%	28/ago
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	-24,93%	29/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## D) LEILÕES

A ANEEL aprovou o edital do leilão de hidrelétricas nº 1/2017. O certame negociará outorgas individualizadas de concessões de quatro usinas hidrelétricas da estatal mineira Cemig que tiveram seus contratos de concessão vencidos e não renovados pela empresa. As hidrelétricas São Simão (GO/MG), Jaguará (MG/SP), Miranda (MG) e Volta Grande (MG/SP) totalizam 2,92 GW de potência instalada e 1,97 GW de garantia física. A taxa de custo médio ponderado do capital (WACC) considerada é de 8,08% a.a.. O Leilão será realizado no dia 27 de setembro de 2017 e a expectativa do governo é arrecadar ao menos R\$ 10,1 bilhões.

No dia 28 de agosto, foi realizado o Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva. O certame resultou em 183,2 MW médios em energia descontratada e em um ressarcimento de R\$ 105.946.076,76 para a Conta de Energia de Reserva - Coner. Dos 25 empreendimentos que optaram por rescindir seus contratos antes de iniciar sua construção, 16 eram usinas eólicas e 9 usinas solares fotovoltaicas, não havendo, portanto, descontratação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e Centrais de Geração Hidrelétrica – CGHs. Todas as fontes negociadas apresentaram ágio sobre o prêmio inicial de R\$ 33,68/

MWh, sendo 116% de ágio nos projetos eólicos (R\$ 72,74/MWh) e 49% de ágio nos projetos solares fotovoltaicos (R\$ 50,27/MWh). Além do prêmio pago, os participantes que descontrataram ficam impedidos de participar dos dois próximos leilões de energia de reserva.

No dia 31 de agosto, a minuta do edital do segundo leilão de transmissão de 2017 (Leilão nº 02/2017) entrou em audiência pública, devendo permanecer até o dia 29 de setembro. A princípio, estima-se que o leilão contribua para a realização de R\$ 8,8 bilhões em investimentos. O certame será dividido em 11 lotes, com empreendimentos nos estados da Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Tocantins. Ao todo, os empreendimentos somam 4.919 quilômetros (km) de linhas de transmissão e 10.416 megavolt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações. A publicação do edital deve ocorrer até o dia 26 de outubro, ao passo que o leilão está previsto para ocorrer no dia 15 de dezembro.

Por fim, apesar do Leilão de Descontratação de Energia de Reserva, o governo anunciou a realização de Leilões de Energia Nova A-4 e A-6 nos dias 18 e 20 de dezembro

de 2017, respectivamente. No Leilão de Energia Nova A-4 serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos). Já no Leilão de Energia Nova A-6, serão negociados CCEARs, com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).

O cadastramento de projetos para os Leilões A-4 e A-6 de 2017 foi realizado no dia 13 de setembro pela Empresa de Pesquisa Energética e contou com 1.676 empreendimentos cadastrados para o Leilão A-4, somando 47.965 MW de capacidade instalada, e 1.092 projetos cadastrados para o Leilão A-6, somando 53.424 MW de potência. A eólica foi a fonte com maior número de cadastros, com 954 parques (26.604 MW) no leilão A-4 e com 953 parques (26.651 MW) no leilão A-6, a grande maioria também no A-4. Restritos ao Leilão A-4, os projetos cadastrados de usinas fotovoltaica foram 550 (18.352 MW), ao passo que os projetos de termelétricas a gás natural foram 21 (21.560 MW) e restritos ao leilão A-6, na fonte hidrelétrica, destacou-se a UHE Telêmaco Borba no Paraná, com 118 MW. Ao todo 21 estados foram contemplados pelos projetos cadastrados, cabendo ressaltar que a Bahia foi o que registrou a maior oferta de empreendimentos de diferentes fontes – eólicas, solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, térmicas a biomassa e térmicas a gás natural. Após o processo de cadastramento, é iniciada a fase de habilitação técnica. O resultado da análise deve ser liberado até 16 de novembro pela EPE, porém as Habilitações Técnicas serão emitidas cerca de 15 dias da data de realização dos leilões. Além disso, a EPE ressalta que o espaço para contratação de projetos nos leilões dependerá da demanda a ser apresentada pelas distribuidoras até 10 de novembro.

## E) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

### a) Tarifa Branca

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) manteve o início da vigência da tarifa branca para janeiro de 2018. Com a tarifa branca, a energia fica mais cara no horário de ponta, ou seja, nas três horas em que a rede é mais demandada, normalmente nos dias de semana entre as 18h e 21h. Uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta, o custo será intermediário; e nas demais horas do dia e finais de semana, a tarifa será mais barata. Segundo estimativas da Associação Brasileira de Defesa do Consumidor Proteste, no regime de tarifa branca a energia no horário fora de ponta deve ficar 17% mais barata, ao passo que no horário de ponta a tarifa deve ficar 84% mais alta.

O consumidor que desejar participar do regime de tarifa branca deve solicitar a migração à sua distribuidora. Esta tem até 30 dias para instalar, sem custos adicionais para a unidade consumidora, um novo medidor que seja capaz de mensurar o consumo nos horários de ponta, fora de ponta e intermediário. Em janeiro de 2018, somente os clientes com consumo acima de 500 kWh/mês poderão solicitar o serviço. A partir de janeiro de 2019, esta restrição cairá para 250 kWh/mês e, a partir de janeiro de 2020, a migração para a tarifa branca estará disponível para todos os clientes dos grupos B1, B2 e B3 da baixa tensão.

### b) PLD atinge o teto

No dia 9 de setembro, o Preço de Liquidação das diferenças alcançou o valor máximo (R\$533,82/MWh) em todos os patamares e em todos os quatro submercados. A principal explicação para isso foi a queda na previsão da energia natural afluyente do Sistema Interligado Nacional para 58% da média histórica. Os índices de energia natural afluyente esperados para o mês seguem abaixo da média em todos os submercados, sendo de 71% no Sudeste, de 43% no Sul, 32% para o Nordeste e de 50% no Norte. Isto é particularmente preocupante, uma vez que o nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional já está abaixo da expectativa – 27,8% SE/CO, 42,3% S, 10,4% NE e 41,4% N.

### **c) MME altera custo marginal para cálculo de garantia física**

No dia 8 de setembro, o MME publicou a portaria nº 361 que define as novas premissas gerais para os cálculos de garantia física de novas hidrelétricas e termelétricas. Dentre as mudanças está novo valor do Custo Marginal de Expansão (CME), que aumentou de R\$ 193/MWh para R\$ 217/MWh.

### **d) Privatização da Eletrobras deverá ocorrer no 1º semestre de 2018**

O plano do governo de reduzir sua participação na empresa, dos atuais 63%, para um valor inferior a 50% deve ser concluído no final do 1º semestre de 2018. O modelo a ser adotado ainda será divulgado, mas segundo o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, a ideia inicial é a descotizar as hidroelétricas atualmente operadas por subsidiárias.

Num primeiro momento, essas usinas seriam ofertadas à própria Eletrobras, que poderia assumi-las utilizando recursos obtidos pela venda ações. Caso a empresa não manifeste interesse, o governo estuda a possibilidade de vender parte das ações que detém.

### **e) CMSE autoriza aumento da importação para evitar acionamento de térmicas mais caras**

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), após reunião extraordinária, anunciou que irá aumentar a importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai. Com essa medida espera-se que não seja necessário o acionamento de usinas termelétricas mais caras. Na mesma reunião, o CMSE anunciou ainda que descarta a possibilidade de geração fora da ordem de mérito e que irá empreender esforços para retomar a operação de termelétricas atualmente indisponíveis.

O montante de energia a ser importado será determinado segundo análises semanais do Operador Nacional do Sistema (ONS).

### **f) MME declara caducidade de concessões da Abengoa**

Após recomendação feita no fim de agosto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério de

Minas e Energia (MME) publicou, através de portaria no Diário Oficial da União de 20 de setembro, declaração de caducidade de nove concessões de transmissão da Abengoa. A empresa, que está em recuperação judicial no país desde janeiro de 2016, estava com as obras atrasadas, comprometendo o escoamento de energia de importantes empreendimentos de geração.

Segundo o MME, a aplicação da caducidade não exime a empresa de outras penalidades previstas em contrato e na legislação, podendo ficar impedida de participar de novos leilões.

### **g) Proposta da ANEEL visa desestimular ações judiciais**

No dia 14 de setembro, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 50/2017. Os principais objetivos desta audiência pública são aprimorar a metodologia de rateio de inadimplência e a cobrança dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP no âmbito da CCEE. A proposta da ANEEL é que o rateio dos valores não pagos nas liquidações do mercado de curto prazo passe a ser proporcional à quantidade de votos de cada agente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que sejam aplicados juros e multas sobre pagamentos suspensos provisoriamente, no momento em que houver a suspensão das liminares. A audiência terá duas fases. A primeira fase ocorrerá do dia 14 de setembro ao dia 28 de outubro e contará com a discussão da Nota Técnica nº 144/2017-SRM/ANEEL e da Minuta de Resolução Normativa para contribuições. Já, a segunda fase ocorrerá entre 1º de novembro e 15 de novembro e contará com a discussão sobre as contribuições recebidas na primeira fase da Audiência. As sugestões devem ser encaminhadas para o e-mail: [ap050\\_2017@aneel.gov.br](mailto:ap050_2017@aneel.gov.br).

### **h) Privatização da CESP**

Foi publicado o edital de privatização da Companhia Energética de São Paulo - CESP. O governo do estado de São Paulo que hoje detém cerca de 40% do valor da CESP leiloará sua participação na companhia, sendo 103 milhões de ações ordinárias (ON) e 28,9 milhões de ações preferenciais classe B (PNB). O leilão está previsto para o dia 26 de setembro de 2017.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados

Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
<b>Descrição</b>	Exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão ofertados 287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, totalizando uma área de 122.622,40 km².	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão	18/05/17
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	18/05/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	18/05/17
	<b>Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)</b>	<b>19/06/17</b>
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 09/2017)</b>	<b>27/06/17</b>
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão</b>	<b>20/07/17</b>
	Seminário técnico	20/07/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	21/07/17
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	04/08/17
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	12/09/17
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/09/17</b>
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	02/10/17
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 07/12/2017
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	22/12/17
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 22/12/2017
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/01/2018
Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção	
<b>Descrição</b>	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada	02/02/17
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>	<b>25/07/17</b>
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>	<b>23/08/17</b>
	Seminário técnico	17/08/17
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/10/17</b>
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017
	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 11/12/2017
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
	<b>Assinatura dos contratos de partilha de produção</b>	<b>Até 29/12/2017</b>

Petróleo & Gás  
Natural

# ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Objeto	ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção		
<b>Descrição</b>	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.		
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>	
	Autorização para a realização da rodada	11/04/17	
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17	
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17	
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17	
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17	
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>	<b>25/07/17</b>	
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>	<b>23/08/17</b>	
	Seminário técnico	17/08/17	
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17	
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07	
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17	
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/10/17</b>	
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017	
	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 11/12/2017	
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017	
	<b>Assinatura dos contratos de partilha de produção</b>	<b>Até 29/12/2017</b>	
Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.	
		<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
		Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados	24/05/17
		Realização da rodada	Maio de 2018
	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
		<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
		Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados	24/05/17
		Realização da rodada	Terceiro quadrimestre de 2019
	Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5), Sergipe-Alagoas (setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2), Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP-3) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Parnaíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
		<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
		Autorização para a realização da rodada	24/05/17
		Realização da rodada	Maio de 2018
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.		
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>	
	Autorização para a realização da rodada	24/05/17	
	Realização da rodada	Terceiro quadrimestre de 2019	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais</b>	
	<b>Descrição</b>	-	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais</b>	
	<b>Descrição</b>	-	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).
	Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 20/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Recolher subsídios para a edição de ato regulatório que disciplinará os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à Isenção de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local, bem como as regras gerais dos Ajustes de percentual de Conteúdo Local comprometido e das Transferências de Excedente de Conteúdo Local, relativos aos Contratos de Concessão a partir da Sétima até a Décima Terceira Rodada de Licitações, de Cessão Onerosa e da Primeira Rodada de Partilha de Produção dos blocos de exploração de petróleo e gás natural.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Consulta Pública		Até 18/09/2017
	Audiência Pública		03/10/17
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 21/2017</b>		
<b>Descrição</b>	Recolher subsídios para revisão da Portaria ANP nº 170/2002, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, de cabotagem, de apoio marítimo, de apoio portuário e interior, conforme Ação 14.1 da Agenda Regulatória 2017-2018.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 11/09/2017	
Audiência Pública		30/10/17	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 22/2017</b>		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta da Resolução relativa à revisão da Portaria ANP nº 255/2000, que regulamenta o livre acesso a dutos de transporte de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, com a extensão inferior a 15 km (quinze quilômetros), conforme Ação 14.3 da Agenda Regulatória 2017-2018.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 02/10/2017	
Audiência Pública		24/10/17	



# ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)	-
	Realização do leilão (previsão)	18/12/17
Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017	
<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)	-
	Realização do leilão (previsão)	20/12/17
Objeto	ANEEL - Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva	
<b>Descrição</b>	Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, cujas diretrizes foram estabelecidas pelo Decreto nº 9.019/2017 e pelas Portarias MME nº 151/2017 e nº 200/2017.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Publicação do Edital e dos Agentes e Usinas elegíveis à participação no Mecanismo	27/07/17
	Data-limite para envio dos pedidos de esclarecimentos	04/08/17
	Data-limite para publicação dos esclarecimentos	15/08/17
	Prazo de Inscrição e Aporte de Garantia de Proposta	Das 8h do dia 16/08/2017 até às 16h do dia 17/08/2017
	Distribuição de senhas de acesso ao sistema	17/08/2017 - das 9h às 16h
	Treinamento da sistemática	18/08/17
	Prazo para impugnação do Edital	21/08/17
	Simulação do Mecanismo	23/08/17
	Prazo para decisão sobre impugnação do Edital	25/08/17
	<b>Sessão do Mecanismo, via Internet.</b>	<b>28/08/17</b>
	Entrega na ANEEL dos documentos necessários à Descontratação	27/10/17
	Resultado do julgamento dos documentos necessários à Descontratação	14/11/17
	<b>Publicação do aviso de homologação do resultado do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva e extinção das correspondentes outorgas de Autorização dos empreendimentos</b>	<b>13/12/17</b>
Objeto	ANEEL - Leilão 001/2017	
<b>Descrição</b>	Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência nos termos da Lei n. 12.783/2013, alterada pela Lei nº 13.203/2015. UHEs São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão	09/08/17
	Período de visitas técnicas às UHEs	22 a 25 de agosto de 2017
	Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital	Até 3 de setembro de 2017
	Data limite para respostas aos pedidos de esclarecimento sobre o Edital	18/09/17
	Data final para retirada na ANEEL dos DVDs com informações sobre as UHEs (e-data room)	18/09/17
	<b>Inscrição (on-line) - de 8:00 hs do dia 19 às 14:00 hs do dia 20/09/2017</b>	<b>19 e 20 de setembro de 2017</b>
	<b>Aporte de GARANTIA DE PROPOSTA (on line) (de 8:00 hs do dia 19 às 16:00 hs do dia 20/09/2017)</b>	<b>19 e 20 de setembro de 2017</b>
	<b>Entrega na B3 das garantias das INTERESSADAS que não possuem certificado digital; e entrega na ANEEL das garantias sob conta caução, conforme detalhado no MANUAL DE INSTRUÇÃO: até 16:00 hs</b>	<b>20/09/17</b>
	Prazo para impugnação do Edital	20/09/17
	Prazo para decisão sobre impugnação do Edital	26/09/17
	<b>Sessão pública de realização do LEILÃO, às 10 horas, na B3 (antiga BM&amp;FBOVESPA), sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP</b>	<b>27/09/17</b>
	Data de recebimento dos documentos para habilitação da(s) PROPONENTE(S) vencedora(s), das 8:00 às 18:00 horas, na ANEEL, em Brasília/DF	10/10/17
	Data prevista para publicação do resultado da habilitação pela Comissão Especial de Licitação da ANEEL	17/10/17
	Prazo final para apresentação de Recurso(s) em face do resultado da habilitação	24/10/17
	Prazo para apresentação de Contrarrazões a Recurso(s) interposto(s)	31/10/17
	Data limite para apresentação dos documentos da SPE.	01/11/17

Setor Elétrico

# ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

	Data prevista para publicação do juízo de reconsideração de Recurso(s)	06/11/17
	Previsão para homologação do resultado e adjudicação do objeto do LEILÃO em Reunião Pública da Diretoria da ANEEL	07/11/17
	Data para assinatura do(s) CONTRATO(S) DE CONCESSÃO	10/11/17
	Data para pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA resultante do LEILÃO	Até 20 dias contados da assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão de Transmissão 002/2017</b>
<b>Descrição</b>	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. O certame será dividido em 11 lotes, com empreendimentos nos estados da Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Tocantins. As instalações deverão entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses a partir da data de assinatura dos contratos de concessão.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Término do prazo para Audiência Pública	29/09/17
	Término do prazo para Publicação do Edital - Data Prevista	26/10/17
	Realização	15/12/17
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO - Data Prevista	09/03/18
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 012/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em corrente contínua, conforme item 57 da Agenda Regulatória da ANEEL 2016-2018.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	11/10/17
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Consulta 013/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios adicionais quanto à decisão de autorização de uso dos programas computacionais a partir do PMO e PLD de novembro de 2017.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	30/09/17
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 042/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão do ano limite para o alcance da universalização rural da Companhia Energética do Maranhão - Cemar.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 02/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 043/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para regulamentação do projeto piloto de Resposta da Demanda para consumidores industriais.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 07/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 044/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da Norma de Organização nº 40/2013, aprovada pela Resolução Normativa nº 540/2013, que dispõe sobre realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR no âmbito da ANEEL.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 06/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 045/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para aprimorar: (i) o ato regulatório a ser editado pela ANEEL para regulamentar os procedimentos de planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas de Carvão Mineral e Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, associadas à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; e (ii) os Submódulos 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 15.10 e 15.11 dos Procedimentos de Rede.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 06/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 046/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 13/10/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 047/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão de Transmissão nº 2/2017, destinado à contratação de 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.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 29/09/2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 048/2017</b>
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, a vigorar a partir de 30 de novembro de 2017, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, a vigorar em 2018.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo para recebimento de contribuição	Até 30/10/2017
	Data e horário da realização	Dia 22/09/2017 de 10:00 às 12:30

Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Objeto		ANEEL - Audiência 049/2017	
Setor Elétrico	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a revisão de regulamentos para a regulamentação dos pagamentos de custos incorridos por concessionárias de serviço público de transmissão e outras obrigações associadas à conexão de usuários a instalações sob sua responsabilidade.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		Até 30/10/2017
	Objeto		ANEEL - Audiência 050/2017
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de rateio de inadimplência e da cobrança dos Encargos de Serviço do Sistema na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.		
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
PRIMEIRA FASE: submissão da Nota Técnica nº 144/2017-SRM/ANEEL e Minuta de Resolução Normativa para contribuições		De 14/09/2017 a 28/10/2017	
SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira fase), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.		De 01/11/2017 a 15/11/2017	



## RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

---

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

