



# BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

NOVEMBRO • 2017

11

## EDITORIAL

COP23: principais tópicos discutidos na Conferência do Clima deste ano

Desafios do gás no pré-sal frente às perspectivas do mercado mundial de GNL

## OPINIÃO

**Magda Chambriard**

Resiliência do setor petróleo e o resultado das rodadas de licitação da ANP: Sim, isso é da nossa conta!

## **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

## **EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Pesquisa*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Pesquisa*

Fernanda Delgado de Jesus

*Pesquisadores*

André Lawson

Bruno Andrade

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

## **PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

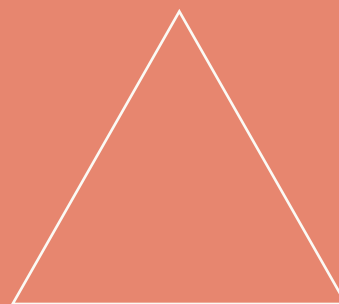
*Execução*

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>	
Resiliência do setor petróleo e o resultado das rodadas de licitação da ANP: Sim, isso é da nossa conta! .....	04
▷ <b>Editorial</b>	
COP23: principais tópicos discutidos na Conferência do Clima deste ano .....	12
Desafios do Gás no Pré-Sal Frente as Perspectivas do Mercado Mundial de GNL.....	15
▷ <b>Petróleo.....</b>	<b>22</b>
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	22
Derivados do Petróleo .....	28
▷ <b>Gás Natural .....</b>	<b>31</b>
Dados Gerais .....	31
Produção e Importação .....	32
Consumo.....	34
Preços .....	35
Prévia - Setembro 2017 .....	35
Futuro .....	36
▷ <b>Biocombustíveis .....</b>	<b>38</b>
Produção.....	38
Preços .....	40
Consumo.....	40
Importação e Exportação de etanol .....	42
Decisões recentes que afetam o setor .....	43
▷ <b>Setor Elétrico .....</b>	<b>44</b>
Disponibilidade.....	44
Demanda .....	46
Oferta.....	48
Balanco Energético.....	49
Estoque.....	50
Custo Marginal de Operação – CMO.....	51
Micro e Minigeração Distribuída.....	51
Expansão .....	52
Tarifas de Energia Elétrica .....	53
Leilões.....	53
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	54
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas .....</b>	<b>56</b>



## OPINIÃO

# RESILIÊNCIA DO SETOR PETRÓLEO E O RESULTADO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP: SIM, ISSO É DA NOSSA CONTA!

Magda Chambriard,  
Consultora Especial da FGV Energia e ex-diretora  
geral da ANP

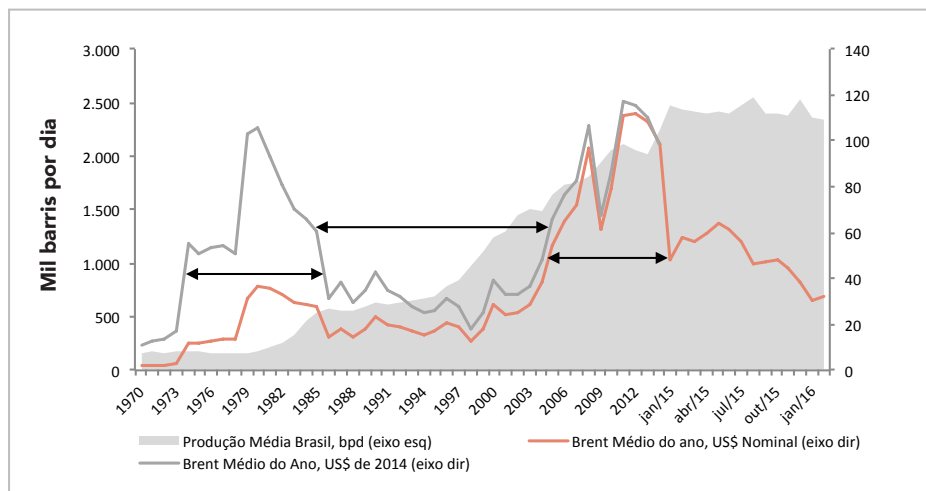
Após arrecadar cerca de R\$ 10 bilhões em bônus de assinatura nas rodadas da ANP de 2017, surge uma imensa discussão sobre o resultado das rodadas. Foram bons ou

ruins? Como se se tratasse de um simples resultado de um teste, desvinculado das suas condições de contorno: o cenário mundial da indústria.

Há décadas convive-se com a oscilação dos preços do petróleo no Brasil onde, além das variações da *commodity*, não controladas, ainda se agregam volatilidades adicionais de um país emergente: mudanças de moeda, variações cambiais constantes, ganhos e perdas de *investment grade*, com consequências no custo dos investimentos, entre outros fatores. Nesse cenário se desenvolveram as primeiras descobertas de óleo cru no estado da Bahia, no norte e nordeste em geral, na bacia de Campos, na bacia do Espírito Santo, até chegar ao pré-sal.

Pode-se dizer que o Brasil conviveu, nas últimas décadas, muito mais com preços baixos do que com preços altos da *commodity*. Perpassaram-se o Cruzeiro, o Cruzeiro novo, o Cruzado, o Real. E apesar disso, a produção do país sempre foi crescente, assim como ainda é crescente hoje (Figura 1).

Figura 1: Produção de petróleo no Brasil vis-a-vis evolução do preço do petróleo



Fonte: ANP e BP Statistical Review

A transição recente, dos altos para os baixos preços do petróleo, alterou os lucros e a disponibilidade de caixa das empresas, fazendo-as postergar e até cancelar projetos antes de interesse. Também levou reguladores a ajustar as regras para apoiar as atividades de exploração e produção (E&P). Nenhuma novidade, empresas de petróleo, seus fornecedores e também governos se ajustam ao patamar de preços das *commodities* desde sempre.

A exploração se reduziu no mundo? Nenhuma novidade! Investiu-se menos em pesquisa e desenvolvimento? Não foi a primeira vez. A novidade desse momento no Brasil são, na verdade, duas: i) a maturidade de diversos ativos importantes, tanto em terra quanto no mar, aí incluídos projetos de grande porte, que acontecem par e passo com o desenvolvimento de um imenso novo play como o pré-sal, e (ii) a determinação da Petrobras de desinvestir, em prol de um gerenciamento mais eficiente de seu portfólio de projetos.

Entretanto, não é possível se chegar a uma real abertura de mercado contando com a participação de apenas pouco mais de meia dúzia de grandes empresas internacionais. Ainda mais quando elas buscam associação e operação com a Petrobras, que hoje detém uma carteira de

projetos de potencial inigualável. Não parece impossível concluir que projetos novos a serem operados pela Petrobras entrarão na fila, depois dos da Cessão Onerosa e do seu excedente. Se isso se confirmar, pela ordem dos volumes definidos pela Resolução CNPE n. 1/2014, ter-se-á reservas similares as reservas provadas do Brasil para acontecerem antes de qualquer projeto *greenfield*.

Entretanto, para se poder dizer, efetivamente, que o Brasil é maior que a Petrobras (e hoje não resta dúvida de que o é), deve-se contar com diversas pequenas, médias e grandes empresas, e, principalmente, com produção mais pulverizada (hoje 94% da produção do Brasil é operada pela Petrobras<sup>1</sup>). Pequenas empresas devem poder se tornar médias, médias se tornarem grandes. E porque não também grandes se tornarem médias e médias virem a ser pequenas? É isso o que oxigena o mercado e gera a competição. E também é assim que se oxigena a indústria petroleira e para-petroleira.

Se assim for, aí sim vão haver oportunidades para adequar o porte de projetos ao porte das empresas que se busca fomentar e, a partir daí o mercado pode fazer a sua parte. Sozinho? Claro que não! Com o auxílio de regras e direcionamentos reguladores.

<sup>1</sup> ANP, 2017

Intervenção? Claro que não! Políticas de governo são feitas para controlar externalidades e gerar efeitos anticíclicos entre outras questões. Existe maior externalidade que um monopólio real de fato e extinto de direito? Existe maior ação anticíclica do que o apoio governamental em época de recessão? Dessa forma, esse texto visa contribuir com a discussão de como a regulação pode suportar a resiliência do segmento *upstream*, inclusive pela ótica do mercado.

A resiliência do setor petróleo, no mundo, anda de mãos dadas com ações governamentais. Recentemente, quando os Estados Unidos passaram a ter petróleo para exportar, o governo foi ágil para suspender o embargo às exportações de cru. Quando as exportações da Rússia foram afetadas pelos baixos preços do petróleo, o governo russo alterou o imposto de exportação. Quando a produção de petróleo do Reino Unido decresceu, tributos foram reduzidos e uma série de ações coordenadas foram levadas a termo pela reguladora *Oil and Gas Authority* (OGA).

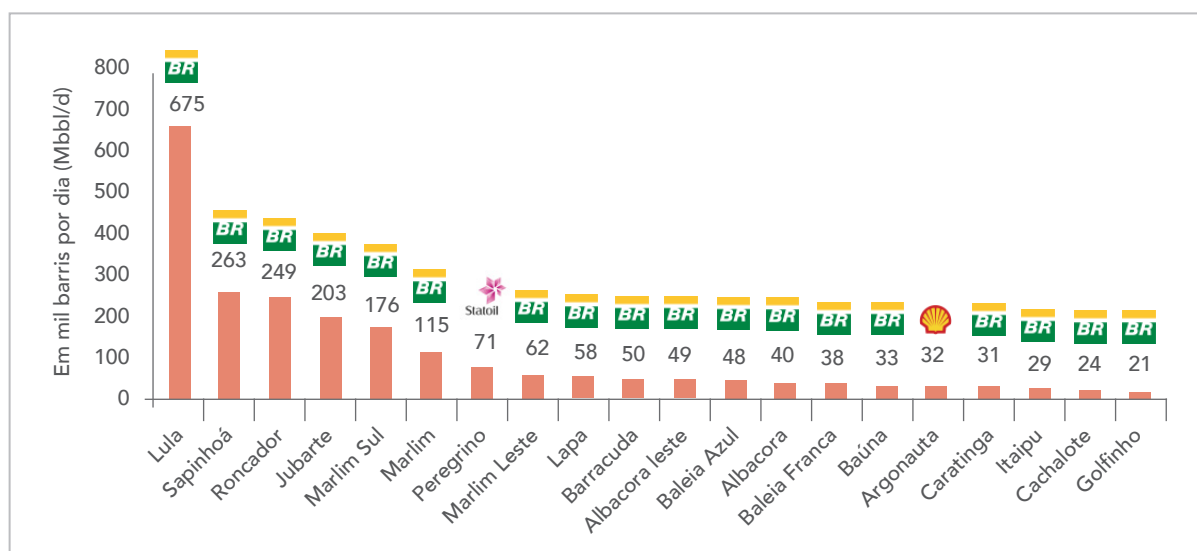
E o Brasil? O que de fato vai fomentar? Os mais de 400 campos de petróleo do Brasil produziram, em agosto de 2017, 2.576 Mbbbl/d de petróleo cru e 112 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural. Desse total, apenas 5% foi produzido em terra, onde a Petrobras continua sendo o principal player, enquanto apenas o campo de Lula, que produz no pré-sal, produz 26% da produção nacional<sup>2</sup>. Para os

investidores, interessados em operar campos em terra, foi cedido o espaço de 4% da produção em terra, ou seja, 0,2% da produção nacional, ao longo dos últimos 20 anos. Isso é abrir mercado? É justo com os investidores? É justo com a Petrobras?

Essa discussão, que está posta desde 1998, agora se estende a campos marítimos. Com a produção do pré-sal alavancando a produção nacional, muitas vezes passa despercebido o declínio da produção do pós-sal. Não se percebe, por exemplo, que no final de 2014, quando o Brasil produzia quase 2,5 milhões de barris por dia, o pré-sal produzia apenas cerca de 700.000 barris por dia. E que isso quer dizer que a produção restante, cerca de 1,8 milhão de barris por dia) era oriunda principalmente do pós-sal. E que, depois disso, tivemos que acrescentar outros cerca de 700.000 barris por dia de lá para cá, para compensar o declínio do pós-sal e aumentar a produção do país em apenas cerca de 200.000 barris por dia.

Campos marítimos em águas rasas têm produção declinante. Campos gigantes da bacia de Campos também. Dos 2.576.000 barris por dia produzidos em agosto último, 65% vieram de apenas 6 campos marítimos (Figura 2)<sup>3</sup>. O que fazer com campos grandes ou gigantes como Albacora, Albacora Leste, Marlim Leste, Barracuda dentre outros, hoje com produção francamente declinante

Figura 2: Os 20 campos que mais produziram petróleo cru em agosto de 2017.

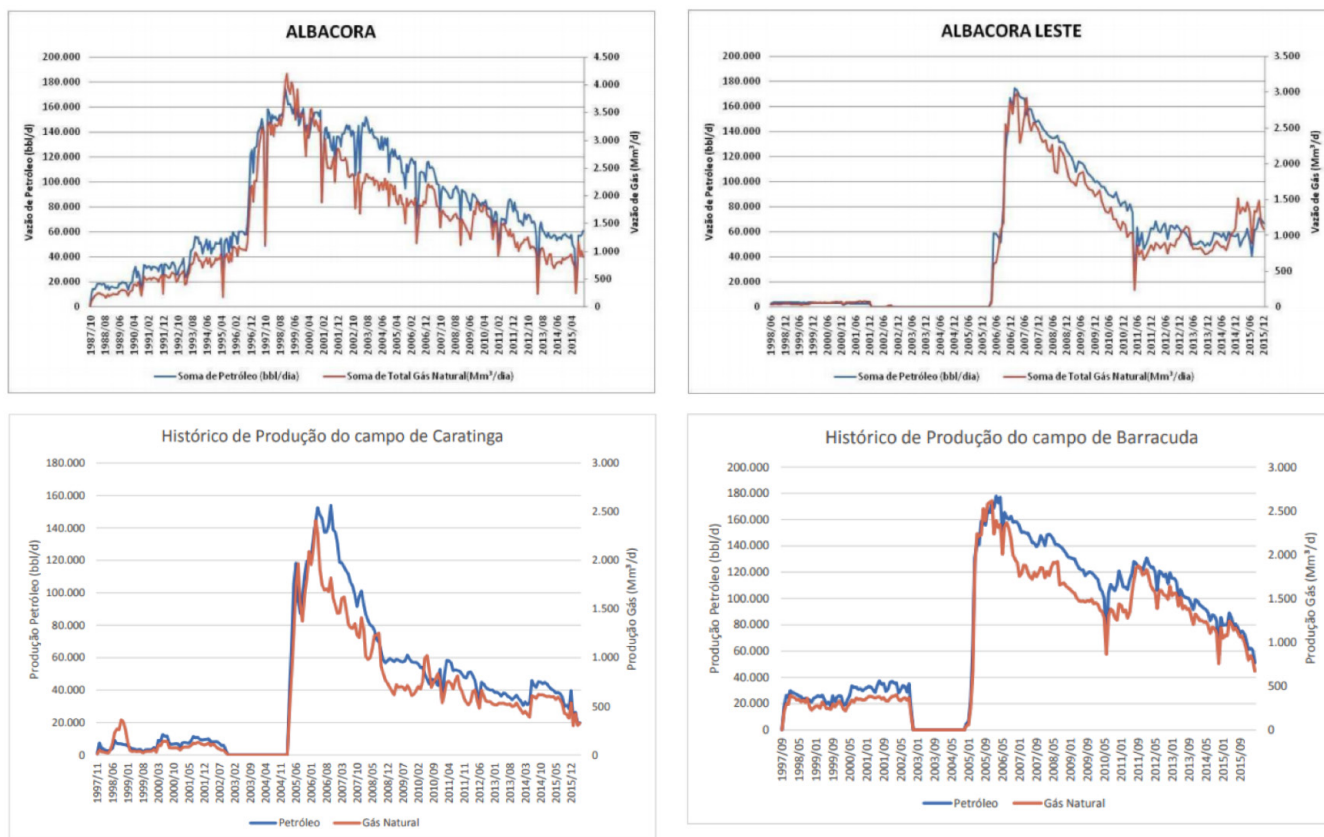


Fonte: ANP

<sup>2</sup> Idem  
<sup>3</sup> ANP, 2017



Figura 3: Produção de 4 grandes campos da bacia de Campos



Fonte: ANP

(Figura 3)? Postergar o rejuvenescimento desses campos? Abrir mão desses recursos para o desenvolvimento do país? Essa é uma discussão de valor inestimável, assumida pela ANP.

No âmbito dessa discussão, é sabido que a resiliência da indústria do petróleo não é apenas papel das companhias de petróleo, mas também dos governos e da sociedade como um todo. Isso porque os mesmos governos e sociedades que compartilham benefícios e lucros quando os preços do petróleo são altos, também precisam compartilhar seus riscos no pior momento, principalmente quando se tratam de concessões em avançado estágio de maturidade.

Em um mundo competitivo, espera-se que os governos tenham a intenção de obter mais dos contratos de Exploração e Produção de petróleo e gás em períodos

de preço do petróleo mais altos. E que sejam ágeis para fomentar essas mesmas atividades em épocas de preços mais baixos, garantindo a perenidade dos ativos.

Um bom exemplo do que estamos falando é o setor britânico do Mar do Norte, uma das províncias offshore mais ativas no mundo. Desde 1973 até hoje, o Reino Unido alterou seu *government take* cerca de 20 vezes<sup>4</sup>, para se ajustar as condições correntes do mercado. Mas o que pensam as companhias, a respeito dos ambientes regulatórios mundo afora?

No início desse ano de 2017, entrevistei 18 agentes de mercado atuantes no Brasil e no exterior. Foram entrevistas realizadas parte no Brasil, parte fora do país. Dentre eles haviam petroleiras, prestadoras de serviço e investidores. O objetivo foi a comparação da atratividade das atividades de E&P em 10 países produtores de petróleo.

<sup>4</sup> Johnston, D. (2008). Changing fiscal landscape. *The Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 31-54.

Os países foram escolhidos considerando os maiores produtores de petróleo onde existem (1) mercado aberto, (2) exploração e produção de petróleo e gás no mar, (3) ofertas públicas para contratação de E&P de O&G.

Os países selecionados para esta pesquisa foram na África: Angola e Nigéria; na Europa: Noruega, Reino Unido e Federação Russa; na América do Norte: Canadá, México e EUA e na América do Sul: Brasil e Colômbia.

## A OPINIÃO DO “MERCADO”

Os temas tratados incluíram países em que operam, principais investimentos / desinvestimentos no período 2014/2016, riscos envolvidos na operação em cada país, carga fiscal, disponibilidade de infraestrutura, recursos humanos, acesso a novas áreas para explorar e produzir, processos de disponibilização de áreas para E&P, burocracia, acesso a quem estabelece as regras (governo e reguladores) e inserção tecnológica. As entrevistas foram anônimas. Não foi possível realizar tratamento estatístico, porém o resultado da pesquisa foi resumido abaixo.

### **i) Portfolio de projetos**

A primeira questão que apareceu nas entrevistas foram as oportunidades não convencionais dos EUA. Nesse quesito foi ressaltada a grande quantidade de dados e informações que permitem bom conhecimento geológico das áreas, a grande extensão dos *plays* não convencionais, o baixo investimento para perfurar um poço e o ciclo rápido de investimentos, que permite flexibilidade de investimentos (CAPEX) para acompanhamento das tendências dos preços do petróleo. Enfim, foi ressaltado o baixo risco de explorar e produzir em *plays* não convencionais nos EUA.

Não convencionais à parte, projetos no mar também foram mencionados, principalmente os do Golfo do México (GOM) e do Brasil. Investidores alertaram para a seleção de projetos, em geral preferindo aqueles constantes do primeiro quartil da carteira de projetos das companhias. Dessa forma, projetos de águas profundas foram considerados projetos geradores de caixa, enquanto os projetos não convencionais dos EUA foram destacados como tendo flexibilidade CAPEX e rápido retorno dos investimentos.

### **ii) Carteiras de projetos das empresas**

As petroleiras em geral informaram terem reduzido seu portfólio, priorizando os projetos de desenvolvimento mais eficientes. A busca tem sido por projetos de menor risco e possibilidade de escala e crescimento local (possibilidade de contar com um “pipeline de projetos” para reduzir os riscos).

### **iii) Potencial geológico**

Em termos de potencial geológico, as oportunidades exploratórias dos *plays* não convencionais americanos e das águas profundas no Brasil foram as mais mencionadas. Também houve menção a oportunidades no Golfo de México, Angola e Nigéria, embora essas tenham sido menos alardeadas.

### **iv) Licitações para contratação de E&P**

Em geral, previsibilidade e processos de licitação transparentes foram considerados como vantagem competitiva do país que os detém. Dentre os países que mais atraem atenção nesse quesito encontram-se os EUA, Brasil, Colômbia e México. Por outro lado, os convites, ou as negociações diretas, como forma de contratar empresas de petróleo para explorar e produzir petróleo e gás, foram considerados desvantagens competitivas de um país ou de uma companhia. A operação única Petrobras no pré-sal, hoje já superada, também foi vista como uma restrição ao investimento.

### **v) Segurança operacional e meio-ambiente**

As empresas em geral se enxergam como detentoras de procedimentos de alto padrão de segurança. Para elas, a questão mais importante é a existência de procedimentos transparentes, estáveis e menos burocráticos. Burocracia estaria associada a alto custo de operação. Além disso, os EUA e o México foram mencionados como detentores de procedimentos ambientais rigorosos, mas transparentes. O Reino Unido e a Noruega também foram mencionados como tendo regras rígidas. Brasil e Colômbia apareceram como tendo regras rigorosas para a queima de gás.

No caso das licenças de segurança e meio-ambiente, foram ressaltados os riscos associados ao atraso das licenças causado pela burocracia (que adia/reduz o retorno dos projetos) e / ou mesmo a possibilidade de não se obter uma licença após a aquisição de uma área via licitação pública.



### **vii) Infraestrutura e incentivos governamentais**

Nestes itens, o Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram considerados como benchmarkings. Embora a Federação Russa seja reconhecida como tendo muita infraestrutura, o menor número de empresas, dentre as entrevistadas, que lá atuavam, fez que ela fosse menos mencionada. Além desses, Brasil, México e Colômbia foram mencionados em uma posição intermediária, e Angola e Nigéria ressaltados como os países em que há menos infraestrutura. O governo norueguês foi constantemente mencionado como sendo muito solidário.

### **viii) Interações com os reguladores**

Ao serem questionadas, as empresas mencionaram o Reino Unido, a Noruega, os EUA, o Canadá e o México como países mais abertos; o Brasil e a Colômbia como em uma posição intermediária e Angola, a Nigéria e a Federação Russa como onde eles têm menos acesso aos reguladores.

Neste ponto, os fornecedores mencionaram que, embora tenham um papel fundamental na geração de empregos e renda, eles não têm acesso suficiente aos reguladores, pois em geral o contato com o Estado é feito através dos operadores, já que eles são os detentores do contato.

### **ix) Inserção tecnológica**

As empresas entenderam que, em um cenário de altos preços de petróleo, petroleiras podem investir para desenvolver fornecedores. E que em um cenário de preços mais baixos, são os fornecedores que devem investir para oferecer melhores condições para seus empreiteiros. Essa instabilidade, no entanto, impõe riscos para a geração de novas tecnologias, uma vez que a inserção tecnológica é feita com base em parcerias de longo prazo. Para os prestadores de serviço, a tecnologia é a questão mais importante. A existência de incentivos à inserção tecnológica pode reduzir seus riscos. Eles também mencionaram que desenvolvimento tecnológico leva tempo e não se faz sem uma política bem planejada, baseada em processos de longo prazo.

### **x) Complexidade burocrática**

O Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram destacados como os lugares mais fáceis para lidar com as obrigações legais. Os EUA foram mencionados como o local mais fácil de fazer negócios. O Reino Unido, a Noruega, o

Canadá e os EUA também foram mencionados como lugares fáceis para importar bens e serviços úteis para atividades de E & P. Em outras palavras, nestes aspectos, o Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram considerados como tendo os menores custos burocráticos.

Segundo essas empresas, o Brasil tem uma política fiscal complexa e uma política de conteúdo local que aumenta os riscos dos projetos (O Brasil anunciou redução nos requisitos de conteúdo local em abril de 2017).

A política de conteúdo local também foi considerada como um aumento dos riscos do negócio em Angola e na Nigéria.

Em relação ao Conteúdo Local, os fornecedores mencionaram que a existência de um grande mercado (escala) é questão chave para haver um suprimento local. Para eles, o tamanho dos mercados dos EUA e da Federação da Rússia é uma das principais razões para haver oferta local nesses países. Quando o mercado local não é suficientemente grande e perene, as empresas devem se valer de outros mercados para assegurar a escala adequada para fornecer. Em princípio, essa seria a forma de tornar os investimentos menos onerosos e menos arriscados.

### **xi) Carga Fiscal**

Em geral, as empresas mencionaram que, se estão no país, é porque a carga fiscal é aceitável. No entanto entendem que os contratos de partilha de produção, com tributos progressivos, não geram incentivos para redução de custos.

Além disso, se manifestaram mencionando a regressividade da tributação em contratos todo tipo "royalties mais taxas", que teria se tornado um empecilho para oportunidades exploratórias mais arriscadas e/ou para oportunidades exploratórias e/ou de desenvolvimento menores ou mais maduras. Para elas, em alguns casos, a regressividade dos royalties pode ser a causa da eliminação de alguns projetos de produção / desenvolvimento. Perguntadas sobre esta questão, as empresas responderam que a redução de royalties, ou qualquer forma de compensar efeito regressivo dele, poderia ser um incentivo para atrair novos investimentos. A anulação desse efeito regressivo teria o condão de proteger o caixa das empresas nos piores momentos, o que sem dúvida reduziria os riscos de negócio.

## O RESULTADO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP

Há que se reconhecer o esforço do governo federal e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em estabelecer um calendário de rodadas, além de condições favoráveis, para a atração de novos investimentos.

O estabelecimento de um calendário de rodadas de licitação trouxe a previsibilidade desejada pelo mercado. Alterações contratuais fazendo que a fase exploratória tenha apenas um período, flexibilizam a necessidade de investimento ao longo do tempo. Áreas maiores com menores alíquotas de *royalties* reduzem o risco de novas fronteiras. Flexibilização de exigências de conteúdo local também reduzem riscos de investimento. A flexibilização da operação única da Petrobras no pré-sal amplia a competitividade.

Interessante, porém, observar que o resultado das licitações realizadas pela ANP no ano de 2017, juntamente com os resultados dessa “consulta” ao mercado, dá uma boa noção de prioridade às diversas medidas tomadas e mencionadas acima.

Dos 287 blocos licitados sob regime de concessão, em setembro último, na 14ª rodada de licitações da ANP, poucos foram arrematados em áreas de maior risco exploratório, ainda que com carga fiscal e conteúdo local reduzidos. No entanto, 6 blocos em que haviam boa quantidade e qualidade de dados sísmicos 3D e oportunidades exploratórias mapeadas e expostas ao mercado, pela ANP, no pré-sal, foram arrematadas por pouco mais de US\$ 1 bilhão. E com operação Petrobras, mesmo que isso não tenha sido uma exigência para contratação!

No mês de outubro ocorreu fato semelhante no leilão do pré-sal. Áreas detentoras de bons dados sísmicos, de grande extensão, com oportunidades previamente identificadas pela ANP, foram adquiridas com ágios significativos. Quase todas com operação Petrobras!

Enfim, apesar das apreensões relativas à evolução do preço do petróleo e dos esforços das empresas para garantir um

portfólio de projetos saudável no atual patamar de preços do petróleo, o “mercado” chancelou, mais uma vez, a atratividade do pré-sal brasileiro e a operação Petrobras. Essa parece ter sido a grande mensagem recebida dos resultados das licitações de E&P de 2017.

Esperemos, agora, que as áreas ora contratadas possam dar resultados tempestivos para o país! Mas e até lá...?

## O AQUI E AGORA

Não há dúvida de que as oportunidades exploratórias de um país continental como o Brasil são imensas. Não é à toa que o país e o pré-sal ganharam repercussão internacional<sup>5</sup>. Não há dúvida de que o país tem futuro promissor nesse quesito. O que se pergunta é: passado o frenesi com os resultados das rodadas, uma vez garantido o otimismo com o futuro de daqui a quase 10 anos, o que fazer para fomentar o país amanhã, depois de amanhã, até que se chegue a esse futuro brilhante?

Não há dúvida, também, de que o Governo Brasileiro tem feito seu dever de casa, com a busca de um portfólio maior de *plays* a ser ofertado e da garantia de algum nível de previsibilidade para as rodadas de licitações dos próximos anos. Além disso, estão surgindo novas oportunidades com os desinvestimentos da Petrobras.

No entanto, não se pode esquecer que investimentos para atenuar o declínio de produção em campos maduros, inclusive gigantes da Bacia de Campos, são essenciais hoje, como oportunidade de novos mercados, tanto para petroleiras quanto para prestadores de serviço.

É de conhecimento geral que a postergação de projetos, por razões diversas, impacta o valor presente líquido (VPL) desses projetos de forma bastante incisiva<sup>6</sup>. Tempo é dinheiro! Projetos devem cumprir prazos! Essa dúvida não resta a ninguém, a não ser quando se postergam investimentos em campos maduros, como por exemplo na Bacia de Campos (por limitação de recursos).

Dessa forma, para que o país não sofra com a perda de mais oportunidades de negócio, em tempos de tão

<sup>5</sup> <https://www.petronoticias.com.br/archives/105219>

<sup>6</sup> A postergação de 1 ano de um projeto com valor presente líquido de US\$ 1 bilhão significa a perda de cerca de US\$ 70 milhões, se considerado o valor do cupom de títulos com vencimento em 2027, da captação de abril desse ano feita pela Petrobras (7,375% aa).

grave crise econômica, será que já não estaria na hora de ceder participação e/ou operação nesses campos, para antecipar a produção de óleo e gás? Será que um movimento como esse em Albacora, Albacora Leste, Marlim Leste e Barracuda não teria o condão de aumentar o VPL de projetos hoje menos rentáveis, que dificilmente vão competir com os cerca de 15 bilhões de barris de óleo novo, existente nos campos da cessão onerosa?

Não há dúvida de que essa é uma discussão que deve se aprofundar no país, e de que caberá, aos formuladores de política, discutir os benefícios de uma ação desse tipo, tanto para o país como para a Petrobras! Parece um ganha-ganha! Mais valor para uma carteira de projetos de uma empresa que tem compromisso com seus acionistas e, ao mesmo tempo, mais investimentos, mais emprego e renda para os brasileiros! Onde isso poderia dar errado?



Magda Chambriard é Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração.

Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras.

Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras.

Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

<sup>7</sup> <https://exame.abril.com.br/economia/anp-confirma-reservas-de-petroleo-no-excedente-da-cessao-onerosa/>

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



## EDITORIAL

# COP23: PRINCIPAIS TÓPICOS DISCUTIDOS NA CONFERÊNCIA DO CLIMA DESTA ANO

A 23ª edição da Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas aconteceu entre 6 e 17 de novembro de 2017 na cidade de Bonn, Alemanha, tendo sido presidida pela nação insular de Fiji. Essa é a segunda conferência climática após a elaboração final do Acordo de Paris, em 2015, e a primeira após sua adoção, que ocorreu em novembro de 2016. O principal objetivo da COP em Bonn foi iniciar as discussões para estabelecimento do livro de regras do Acordo de Paris, indicando os principais itens a serem endereçados e suas

soluções, a fim de deixar sua finalização encaminhada para a COP24 em Katowice, Polônia, no ano que vem. Esse texto irá analisar essa e outras questões discutidas na Conferência.

### • **A finalização do Rulebook (livro de regras do Acordo de Paris) está encaminhada?**

Esse foi o principal objetivo da COP23. Ao final da Conferência, um esqueleto do livro de regras — contendo um conjunto de rubricas sobre como as iniciativas de redução das emissões de gases do efeito estufa serão relatadas e monitoradas, bem como mecanismos para acelerar as ambições dos países a cada cinco anos — foi elaborado. Espera-se que o *rulebook* seja finalizado no ano que vem, assim como também se espera que todos os países se tornem mais ambiciosos em relação a suas NDCs<sup>8</sup>. Levando em consideração os compromissos existentes hoje, cientistas afirmam que o planeta já vai aquecer em 3°Celsius até o final do século<sup>9</sup> — a meta do Acordo de Paris é limitar esse aumento a até 2°Celsius, otimamente mantendo-o em 1,5°Celsius.

<sup>8</sup> Contribuições Nacionais Determinadas, documentos nacionais em que cada país estabelece suas metas individuais de redução de emissões para cumprimento do Acordo de Paris.

<sup>9</sup> <https://www.theguardian.com/environment/2017/oct/31/un-warns-of-unacceptable-greenhouse-gas-emissions-gap>



Outra iniciativa que teve seu início na COP deste ano foi o Diálogo de Talanoa, ou “diálogo facilitador”, que tem como objetivo avaliar os avanços na ação climática mundial, servindo de insumo para a próxima rodada de NDCs em 2020. O processo do Diálogo de Talanoa se inicia em janeiro próximo e o balanço final será feito na COP24, no fim de 2018<sup>10</sup>.

• **Síria entra no Acordo de Paris, deixando os Estados Unidos isolado como único país a não fazer parte do Acordo**

Desde junho deste ano, quando se retirou do Acordo de Paris, os Estados Unidos se juntou à Nicarágua e Síria como únicos países a não fazerem parte do compromisso global de combate às mudanças climáticas. Contudo, a Nicarágua, que achava que os compromissos não eram ambiciosos o suficiente, mudou de ideia e entrou no Acordo em outubro e a Síria, que está em guerra civil, em novembro. Agora, apenas Estados Unidos está de fora.

• **Participação ambígua dos Estados Unidos na COP23**

A participação dos EUA na COP23 foi ambígua. A delegação oficial americana, formada por diplomatas do Departamento de Estado, organizou um fórum sobre promoção de tecnologias e eficiência energética para redução das emissões resultantes da utilização de carvão e combustíveis fósseis. A controvérsia, de acordo com participantes no evento, advém do fato de a administração Trump ter saído do Acordo de Paris, negar a existência das mudanças climáticas e aquecimento global, mas ainda assim participar da COP promovendo maneiras para reduzir emissões provenientes da utilização de combustíveis fósseis. Participantes protestaram com vaias e abandonando o evento. O ex-prefeito de Nova York, Michael Bloomberg, disse que “promover carvão na cúpula do clima é como promover tabaco em uma conferência sobre câncer”<sup>11</sup>.

Já a delegação “não-oficial” americana, liderada por Bloomberg e pelo governador da Califórnia, Jerry Brown, participou da COP23 e confirmou o compromisso de alguns estados, cidades e empresas americanas com o Acordo de Paris — a coalizão *We Are Still In*, que representa mais de 130 milhões de americanos e US\$ 6.2 trilhões da economia dos EUA<sup>12</sup>.

• **Afinal, a saída dos EUA do Acordo de Paris teve algum efeito nas negociações deste ano?**

De acordo com *insiders* nas negociações, a opinião é que não<sup>13</sup>. Os diplomatas americanos mantiveram um perfil neutro, nem promovendo nem bloqueando agendas. Existe esperança, inclusive, que a saída dos EUA do Acordo não se concretize, dado que esse processo se completa apenas após a próxima eleição presidencial americana. Enquanto isso, pelo menos a participação do país na COP não foi contraproducente. Ademais, temores de que outros países, como China e Índia, seguissem os EUA e também saíssem do Acordo de Paris não se realizaram. Como um todo, a postura de todos os países foi cooperativa durante a cúpula do clima. Ou seja, os EUA estão se isolando cada vez mais mundialmente, enquanto que novas lideranças, como França, estão surgindo.

• **França não convida os Estados Unidos para a conferência sobre financiamento climático**

A França organizará, em dezembro deste ano, uma conferência que terá como objetivo promover novas medidas na luta contra as mudanças climáticas, principalmente na frente financeira, além de mobilizar financiamentos públicos e privados para projetos de implementação do Acordo de Paris, de acordo com o presidente francês, Emmanuel Macron. Essa iniciativa vem em boa hora, sobretudo após a saída dos Estados Unidos do Acordo de Paris e também do financiamento do Fundo Verde do Clima. Por sinal, Macron não convidou o presidente americano, Donald Trump, para a conferência.

<sup>10</sup> <http://unfccc.int/resource/docs/2017/cop23/eng/l13.pdf>

<sup>11</sup> [https://www.nytimes.com/2017/11/13/climate/climate-coal-united-nations-bonn.html?emc=edit\\_th\\_20171114&nl=todaysheadlines&nid=54763468](https://www.nytimes.com/2017/11/13/climate/climate-coal-united-nations-bonn.html?emc=edit_th_20171114&nl=todaysheadlines&nid=54763468)

<sup>12</sup> <https://www.wearestillin.com/we-are-still-declaration>

<sup>13</sup> <https://www.theguardian.com/environment/2017/nov/17/planet-at-a-crossroads-climate-summit-makes-progress-but-leaves-much-to-do>

Noutra nota, ainda sobre a França, EUA e financiamento climático: os EUA também deixará de contribuir com €2 milhões anuais ao IPCC, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas das Nações Unidas, mas a França anunciou que assumirá essa despesa. O Reino Unido também se comprometeu a contribuir mais recursos ao IPCC<sup>14</sup>.

### • **Diversos países se comprometem a desativar térmicas a carvão**

Enquanto o governo Trump tenta reavivar a indústria do carvão, outras nações seguem na direção oposta. Dezenove países se comprometeram a desativar suas térmicas a carvão nos próximos anos<sup>15</sup>. A França prometeu eliminar o carvão da sua matriz de eletricidade em 2022 e a Itália até 2025. O Reino Unido e o Canadá também anunciaram que tomariam medidas nessa direção<sup>16</sup>. Até mesmo a Polônia, que depende fortemente da geração térmica a carvão, se comprometeu a reduzir suas emissões de CO<sub>2</sub>, o que permitirá que a União Europeia ratifique o Protocolo de Kyoto até o final do ano<sup>17</sup>.

### • **Mecanismo de compensação por perdas e danos: ainda controverso**

Países em desenvolvimento, liderados por Fiji, tentaram avançar na agenda de financiamento a perdas e danos causados pelas mudanças climáticas. Esses países argumentam que nações desenvolvidas precisam dizer quanto e quando recursos serão disponibilizados para que aqueles mais afetados pelas mudanças climáticas possam se planejar. Um consenso, contudo, não foi atingido na COP deste ano<sup>18</sup>.

No entanto, os países em desenvolvimento conseguiram avançar em uma outra questão relacionada a financiamentos: o acesso aos fundos de apoio a ações contra as mudanças climáticas, como o Fundo Verde do Clima. Países desenvolvidos queriam usar critérios do Banco Mundial para acesso aos fundos — apenas países de baixa renda receberiam doações, enquanto países médios teriam acesso por meio de empréstimos. Esse critério não será adotado e todos os países em desenvolvimento terão acesso<sup>19</sup>.

### • **E o Brasil?**

Durante a COP23, o projeto de lei do RenovaBio, o programa de incentivo aos biocombustíveis que contribuirá para a descarbonização do setor de transportes brasileiro, foi enviado para o Congresso Nacional. Além disso, o ministro do Meio Ambiente, Sarney Filho, anunciou um plano de recuperação de florestas<sup>20</sup>. No mais, devido à Medida Provisória 795, que está em tramitação no Congresso e visa incentivar a indústria do petróleo com subsídios estendidos do REPETRO, o Brasil recebeu o prêmio Fossil do Dia, concedidos por ONGs desde 1999 a quem dá maus exemplos na área climática<sup>21</sup>. Por fim, o Brasil anunciou sua disponibilidade para sediar a COP de 2019, que ocorrerá em algum país da América Latina ou Caribe.

Em suma, a COP23 conseguiu avançar em alguns pontos, como na elaboração de um rascunho para o livro de regras do Acordo de Paris. Entretanto, mais ações e aumento nas ambições de mitigação e adaptação são esperados de todos os países envolvidos até 2020, ano que o Acordo de Paris entra em vigor.

<sup>14</sup> <http://www.independent.co.uk/news/world/europe/trump-climate-change-funding-france-uk-vow-make-up-money-paris-agreement-a8057546.html>

<sup>15</sup> <https://www.theguardian.com/environment/2017/nov/16/political-watershed-as-19-countries-pledge-to-phase-out-coal>

<sup>16</sup> [https://www.nytimes.com/2017/11/13/climate/climate-coal-united-nations-bonn.html?emc=edit\\_th\\_20171114&nl=todaysheadlines&nid=54763468](https://www.nytimes.com/2017/11/13/climate/climate-coal-united-nations-bonn.html?emc=edit_th_20171114&nl=todaysheadlines&nid=54763468)

<sup>17</sup> <https://www.reuters.com/article/us-climatechange-agreement-eu/poland-aims-to-sign-global-climate-deal-amendment-this-year-idUSKBN1DG2H1?feedType=RSS&feedName=environment>

<sup>18</sup> <https://www.theguardian.com/environment/2017/nov/17/planet-at-a-crossroads-climate-summit-makes-progress-but-leaves-much-to-do>

<sup>19</sup> <http://www1.folha.uol.com.br/ambiente/2017/11/1936455-cop-do-clima-termina-com-avancos-mas-deixa-grandes-decisoes-para-2018.shtml>

<sup>20</sup> <http://m.dw.com/pt-br/conferência-do-clima-em-bonn-adia-decisões-importantes/a-41435123>

<sup>21</sup> *Ibid.*

\* 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

# DESAFIOS DO GÁS NO PRÉ-SAL FRENTE ÀS PERSPECTIVAS DO MERCADO MUNDIAL DE GNL

São muitas as expectativas para o setor de gás natural brasileiro, onde grandes transformações estão sendo aguardadas com a mudança do marco legal do setor e a tão desejada entrada de novos agentes. Esse otimismo ganhou ainda mais fôlego após a arrecadação de cerca de R\$ 10 bilhões em bônus de assinatura nas rodadas da ANP, que indicaram algum nível de sucesso e atratividade do pré-sal brasileiro no cenário mundial.

Na 2ª rodada de Partilha de Produção, por exemplo, foram apresentadas áreas focadas na unitização com

regiões sob concessão<sup>22</sup>. Destaque seja dado ao fato que, embora a Petrobras tenha mantido sua liderança no cenário brasileiro, esta rodada marcou a entrada de duas operadoras internacionais, Statoil e Shell, como operadores no pré-sal. Já na 3ª rodada de Partilha de Produção, a Petrobras também exerceu seus direitos de preferência em dois blocos, sendo o terceiro adquirido pela Shell em parceria com a chinesa CNODC Petroleum e QPI Brasil, do Catar, com a Shell como operadora. Adicionalmente, em novembro (2017) o CNPE aprovou a realização em junho de 2018 da 4ª Rodada de Licitação, onde serão ofertados cinco blocos localizados nas bacias de Campos e Santos, dentro do polígono do pré-sal.

Em se tratando de gás natural, é importante observar que o gás do pré-sal é um gás associado ao óleo e, dessa forma, a razão de produção deste será sempre associada a proporção da vazão de óleo. Dado que é esperado que algumas unidades de produção iniciem operação na próxima década, considerando as áreas já contratadas, as resultantes das recentes rodadas e as projetadas para a próxima, serão então diversas novas plataformas entrando

<sup>22</sup> A área de Entorno de Sapinhoá, adjacente a Sapinhoá - um dos maiores campos produtores do Brasil - foi arrematada pela Petrobras, e as áreas de Norte de Carcará e Sul de Gato do Mato, áreas que possuem descobertas na fase exploratória, foram arrematadas pela Statoil, juntamente com a ExxonMobil e Petrogal, e a Shell, associada com a Total, respectivamente. (ANP, 2017)

em produção e produzindo óleo, e o consequente gás associado. Atualmente existem 379 bilhões m<sup>3</sup> de reservas provadas de gás natural no Brasil, sendo 51% deste no pré-sal. Dada a existência de volumes significativos provados no pré-sal e não provados e não contabilizados, assim como a existência de um cronograma de oferta de áreas de elevado potencial, é esperado um cenário de oferta de gás bastante promissor. Adicionalmente, descortina-se uma sobre oferta de GNL no mercado internacional a partir da entrada em linha de diversos projetos norte-americanos, australianos e africanos, o que além de sobre ofertar o mercado internacional resvalando no Brasil, jogará os preços ainda mais para baixo.

Neste cenário, esse editorial pretende discutir, ainda que brevemente, o quanto as dificuldades técnicas e econômicas do gás natural associado à produção de óleo do pré-sal torna-o não competitivo face ao GNL importado, excedente e barato. A opção brasileira futura se encaminha para uma decisão entre preço e segurança energética, sendo que este último traz a reboque tecnologia, investimentos e empregos em território nacional.

## O GÁS DO PRÉ-SAL

Ao nível de produção atual de gás no Brasil – 114 MMm<sup>3</sup> em setembro de 2017 - já existem problemas associados ao seu escoamento<sup>23</sup>, quando da entrada em linha dos novos projetos mencionados acima haverá uma necessidade ainda mais premente de se ter uma demanda firme para esse gás, além da necessidade de novas rotas para escoamento.

Para além do escoamento e da construção de uma demanda firme, consta ainda a alta concentração de contaminantes

desse gás, sobretudo de dióxido de carbono - CO<sub>2</sub>. O gás advindo de alguns reservatórios do pré-sal apresenta altos percentuais de CO<sub>2</sub>, de 10 a 45% mol<sup>24</sup>, enquanto o limite tolerável pela ANP para o gás a ser escoado e comercializado é de 3% (ROCHEDO et al 2016\*; ANP, 2008\*\*).

Em maior ou menor proporção, este CO<sub>2</sub> precisa ser separado do hidrocarboneto. Para tal, existem diversos desafios tecnológicos para seu transporte, dado seu alto teor corrosivo, além da existência de questões econômicas relacionadas tanto ao transporte quanto a separação do CO<sub>2</sub> em terra. Dessa forma, atualmente a separação do CO<sub>2</sub> é realizado nas unidades de produção (FPSO's) em plantas de separação, para que, em seguida, haja o escoamento dos hidrocarbonetos através dos gasodutos.

Dessa forma, o alto custo de separação do CO<sub>2</sub> torna ainda impossível o aproveitamento total desses recursos, sendo necessário que haja desenvolvimento para aumentar a eficiência e reduzir o custo operacional. Segundo estudo do IBP (2017)<sup>\*\*\*</sup>, a tecnologia convencional de separação de CO<sub>2</sub> por membrana - que é um método custoso e intensivo em energia - é de difícil viabilidade técnica e econômica para o caso de reservatórios com elevada razão gás-óleo e alto grau de contaminação, como o caso do pré-sal, o que tem demandado diversos esforços em desenvolvimento tecnológico.

À parte os relevantes desafios tecnológicos, segundo projeções do mercado, se esperam que o gás do pré-sal se mantenha na faixa de preço entre 5,0 US\$/MMBtu a 11,0 US\$/MMBtu, que ainda é um preço competitivo quando comparado com projeções para o GNL spot - projetado para 9,6 US\$/MMBtu na média em 2020, 11,0 US\$/MMBtu em 2023 e 12,26 US\$/MMBtu em 2026. (EPE, 2017)<sup>\*\*\*\*</sup>

<sup>23</sup> Atualmente estão em operação apenas duas rotas de escoamento com origem no pré-sal, Rotas 1 e 2, totalizando uma capacidade de transportar 23 MMm<sup>3</sup>/dia. Após um longo período de estudo, espera e adiamento, o Rota 3, que inicialmente previa a conclusão da licitação em 2012 e tinha início de operação programado para 2016, agora está programado para entrar em operação em 2020 com potencial de ampliar em 18 MMm<sup>3</sup>/dia o escoamento de gás do pré-sal.

<sup>24</sup> Mol é a unidade utilizada para quantidade de substância ou proporções e corresponde a aproximadamente 6,022 x 10<sup>23</sup> moléculas de uma dada substância.

\* [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-30127-3\\_45](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-30127-3_45)

\*\* <http://www.scgas.com.br/uploads/editores/20100720165420.pdf>

\*\*\* [https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas-1.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf)

\*\*\*\* <http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>

## O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O GÁS NATURAL

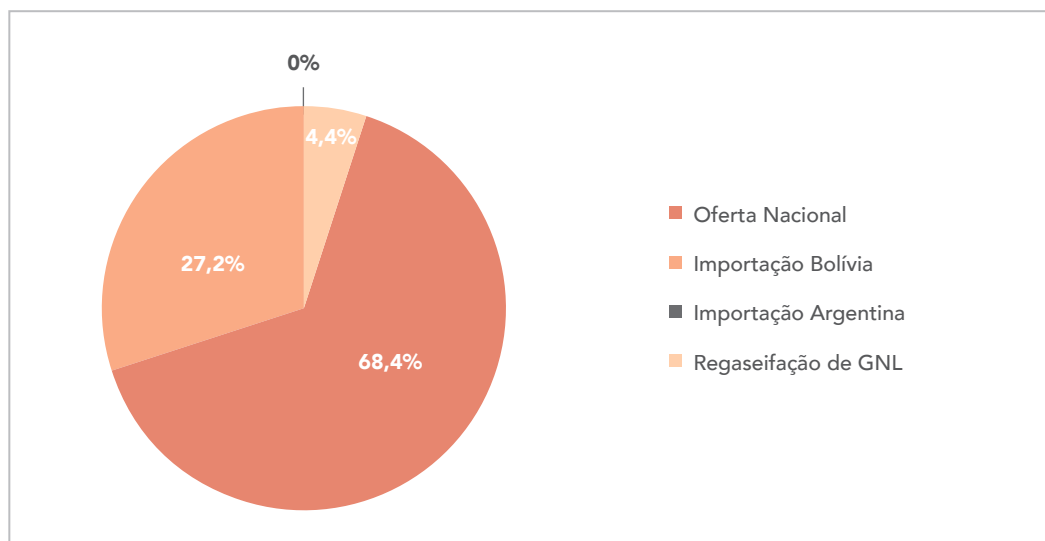
Em relação ao setor elétrico brasileiro, que responde por aproximadamente 40% da demanda de gás nacional, este vem passando por diversas mudanças fundamentais, onde é preciso reconhecer que o Brasil não é mais um país de matriz hídrica. A geração hidrelétrica passou de 81% para 62% do total da matriz, entre o período de 2011 e 2015. E a participação do gás natural na geração de energia passou de 5% para 14% neste mesmo período. Dessa forma, a abertura de espaço em Leilões de Energia para a geração térmica na base tem sido defendida, especialmente para o gás doméstico, o que seria uma oportunidade de viabilização dos investimentos do setor de gás natural, dado que este geraria uma demanda firme para este gás.

O contínuo aumento do uso do gás natural para a geração de energia elétrica vem trazendo mudanças de postura da ANP, que atualmente defende a necessidade do Brasil não se comprometer com o gás importado no

longo prazo, especialmente o GNL, de forma que, em alguns anos, o gás nacional possa ser utilizado como combustível nestes contratos de geração elétrica, estimulando as reservas de gás, sobretudo as do pré-sal.

Induzido pelo alto nível de despacho térmico a gás, resultante dos períodos de secas e baixo nível dos reservatórios hídricos, atualmente o mercado brasileiro depende fortemente de importações. Embora estas ocorram sobretudo via GASBOL, que representa 27,2% do total de gás natural ofertado no Brasil na média de 2017<sup>25</sup>, já é possível observar o importante papel que a importação de GNL vem assumindo – tendo representado neste período 4,4% da oferta total de gás, como pode ser observado na Figura 1. Devido ao aumento da demanda por gás natural para geração elétrica, a importação via regaseificação de GNL no mês de agosto apresentou aumento de 7,7 MMm<sup>3</sup>/dia em relação ao período anterior, ficando em 10,6 MMm<sup>3</sup>/dia (10,6%), enquanto que a importação de gás da Bolívia foi de 27,5 MMm<sup>3</sup>/dia (27,4%).

Figura 1: Segmentação da Oferta Total de Gás Natural – Média 2017<sup>26\*\*\*\*\*</sup>



Fonte: MME, 2017.

<sup>24</sup> Considerando os meses de janeiro a agosto de 2017.

<sup>26</sup> Considerando os meses de janeiro a agosto de 2017.

\*\*\*\*\* [http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_126\\_AGO\\_17.pdf/570f9d68-8388-4008-a706-1b929685d171](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_126_AGO_17.pdf/570f9d68-8388-4008-a706-1b929685d171)

A manutenção dos volumes atualmente importados da Bolívia dificilmente será mantida. Com o fim de um dos contratos de importação em 2019, segundo as projeções as EPE (2017),\* se espera que o volume máximo de importação de 30 MMm<sup>3</sup>/dia se mantenha somente até o final de 2021, tendo a redução para 20 MMm<sup>3</sup>/dia a partir de 2022. Ainda, é esperado que esse volume de 20 MMm<sup>3</sup>/dia mantido a partir de 2022 seja ancorado ao contrato destinado ao mercado não térmico, dado que se espera que o volume que atualmente é direcionado as usinas termelétricas sejam atendidas por GNL.

Em virtude da incerteza sobre as condições de renegociação dos contratos de importação da Bolívia, que inclui a dúvida sobre a existência de reservas suficientes no país vizinho, bem como pelas incertezas provenientes do gás do pré-sal como mencionamos acima, é esperada uma intensificação da importação de GNL para atender a demanda brasileira.

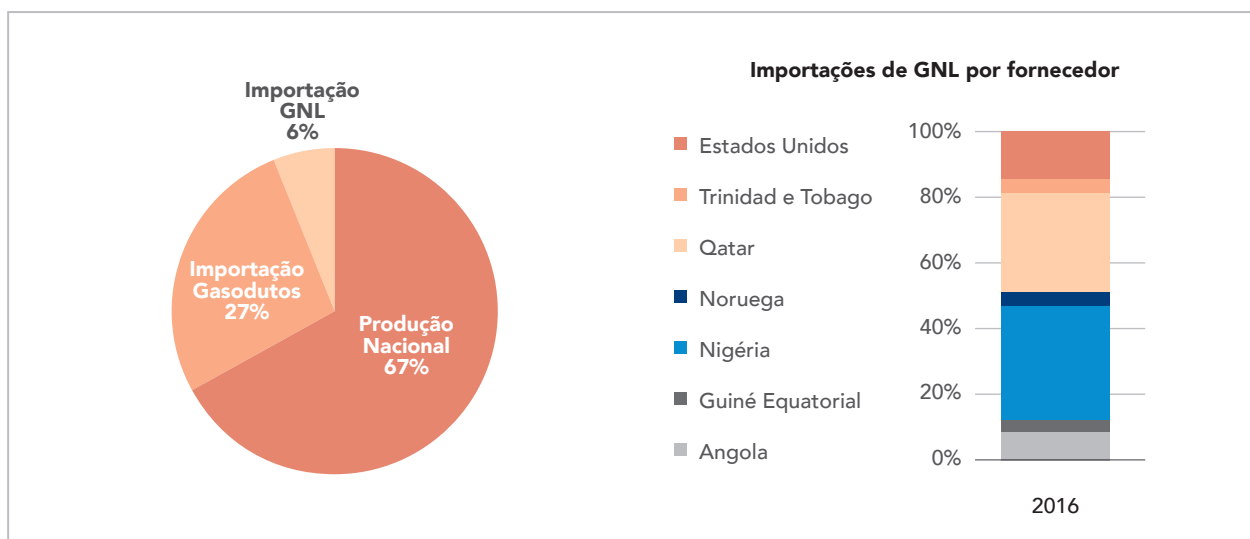
## O GNL

O GNL entrou no mercado brasileiro com objetivo principal de suprir a necessidade de demanda por gás

proveniente do setor termelétrico, de característica flexível - a demanda por gás natural dependente da ordem de despacho emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dado que grande parte da produção doméstica - cerca de 70% - é de gás associado, a capacidade de variação da oferta doméstica para atender a flexibilidade da demanda térmica é limitada<sup>27</sup>.

Atualmente existem no Brasil três terminais de regaseificação, todos da Petrobras, totalizando uma capacidade de regaseificar 41 MMm<sup>3</sup> por dia, que permitiram o início das importações em 2009. Devido a diminuição das importações de GNL no ano de 2016 - devido a recuperação hídrica - a Petrobras fez um acordo com a Total de compartilhamento do terminal da Baía de Todos os Santos, na Bahia. As importações de GNL no ano de 2016 representaram 6% da oferta de gás natural no Brasil, onde a Nigéria e Qatar foram seus principais fornecedores, representando, em conjunto, 66% do total de entregas de GNL, como é possível observar na Figura 2.

**Figura 2: Portfólio de Oferta de Gás no Brasil e Importações de GNL por fornecedor, 2016**



Fonte: Adaptado de IEA, 2017.\*\*

<sup>27</sup> Quando o gás produzido advém de campos de gás não associados, é factível reduzir ou paralisar a produção. Já a produção de gás em campos de gás associado ao petróleo, como os do pré-sal, não é trivial produzi-lo de forma intermitente.

\* <http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>

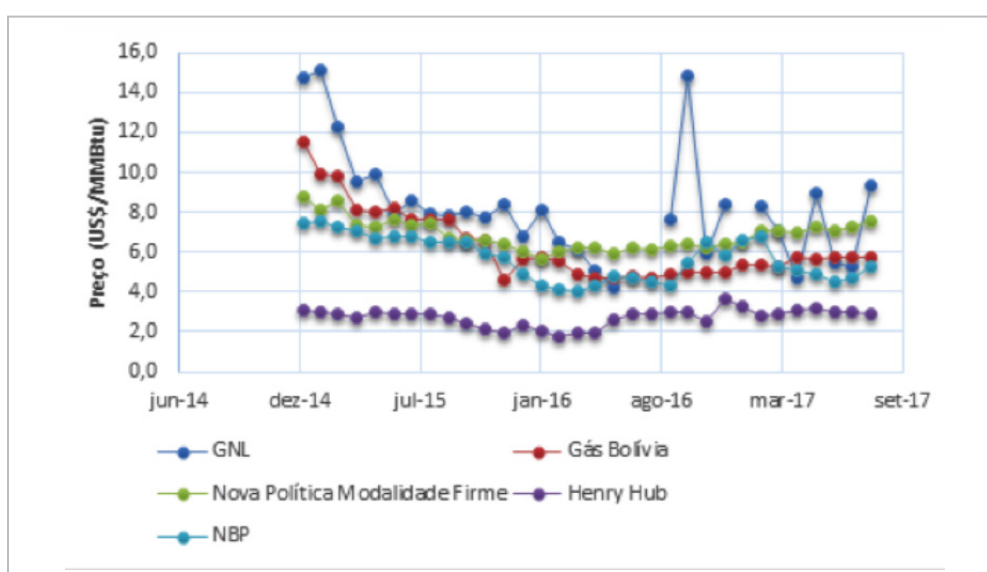
\*\* <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2017.pdf>



Dado que grande parte da importação de GNL é realizada para atender a demanda elétrica, que é altamente volátil, o GNL importado pelo Brasil hoje é negociado no mercado *spot*, ficando altamente sujeito a variabilidade de preços. A volatilidade do preço do GNL utilizado no Brasil entre os períodos de janeiro de 2015 a agosto de 2017 pode ser observada na Figura 3. Ao se comparar com o comportamento da série de preços do gás na

Nova Política Modalidade Firme<sup>28</sup>, do gás boliviano nos contratos com a Petrobras, do Henry Hub e do Nacional Balancing Point (NBP)<sup>29</sup>, é evidente a volatilidade do preço do GNL, tendo este apresentado variação acima de 90,0% entre os meses de setembro e outubro de 2016 e novamente entre abril e maio de 2017, o que deixa o custo do gás importado via regaseificação altamente dependente de condições externas.

**Figura 3: Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL**



Fonte: Elaboração própria

Em virtude da iniciativa governamental Gás para Crescer é esperado que o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais seja promovido, o que viabilizará o aumento na demanda de GNL. Ainda, dado a inserção das novas energias renováveis na matriz hidrelétrica, a necessidade de flexibilidade nos contratos para atender a intermitência dessas novas fontes é vista como ponto fundamental para a garantia de segurança energética. Nesse sentido, a expansão da matriz elétrica persiste em privilegiar a contratação de térmicas flexíveis, como fonte de back-up para momentos hidrotérmicos críticos, onde térmicas movidas a gás natural têm sido preferidas de forma a minimizar os impactos na matriz renovável.

Dessa forma, dado a predominância de produção de gás associado, portanto inflexível, projetos de geração de energia por meio de soluções integradas, que combinam turbinas a gás de ciclo combinado com unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRU's) dedicadas, acoplado a contratos de GNL tem ganhado cada vez mais destaque nos leilões de energia, como forma de atender a necessidade de flexibilidade térmica. A primeira onda destes projetos entrará em operação em 2020, com projeto Porto de Sergipe, que possui contrato de longo prazo de fornecimento de GNL (25 anos).

<sup>28</sup> Preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras.

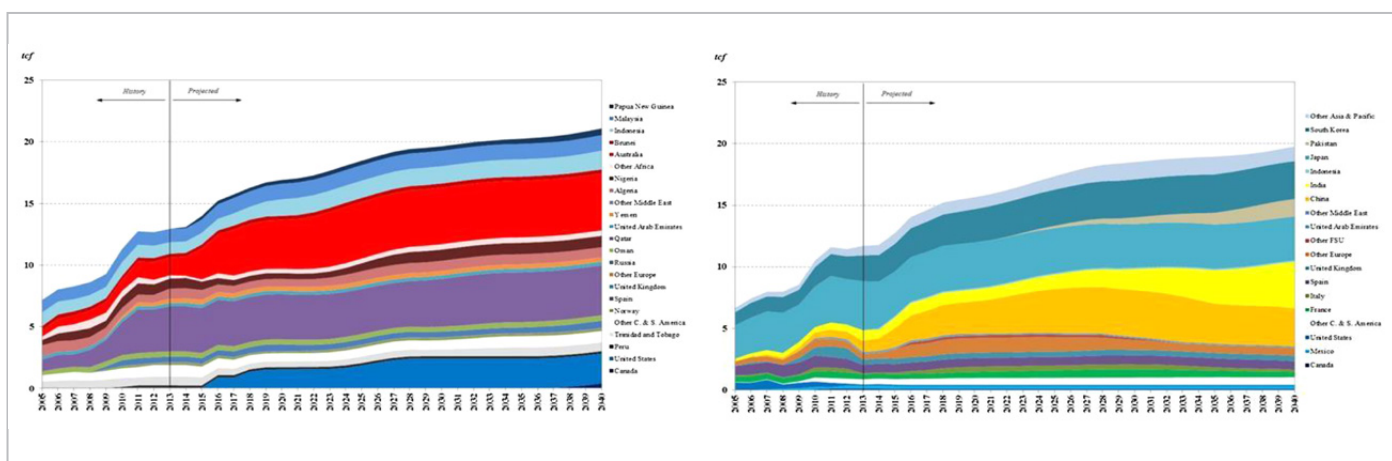
<sup>29</sup> NBP é o hub virtual de comercialização de gás natural no Reino Unido.

Olhando para o novo panorama internacional de gás é possível observar que o GNL tem se tornado cada vez mais competitivo, com expressiva queda no nível de preços internacionais, contratos cada vez mais flexíveis, cláusulas mais vantajosas, e onde se espera que este gás passe a competir, inclusive, com o gás importado da Bolívia. Dessa forma, as mudanças no mercado de GNL representam um grande risco para o desenvolvimento da indústria de gás nacional, ao impedir a viabilidade econômica de projetos de gás associado.

Analisando o mercado internacional de GNL, é possível observar que a situação parece favorável. Crescimento da produção e rápido desenvolvimento do comércio de GNL viabilizando novos mercados e pressionando os preços para baixo é bastante atrativo à demanda.

A figura 4.1 demonstra o aumento das exportações em múltiplas localidades, com os EUA emergindo como o 3º maior exportador, levando a oferta mundial para mais de 16+cf a partir de 2020.

Figura 4.1: Aumento das exportações



Fonte: US DOE, 2017

Dado que o Brasil é um tomador de preços no mercado internacional, se espera que o preço do GNL utilizado no Brasil seja afetado pelo preço do mercado internacional, que, em virtude da entrada em operação até 2020 de uma dezena de projetos em construção, com aproximadamente 143 MMTpa, deverão continuar a pressionar os preços do GNL para baixo (FGV Energia, 2017).\*

Como é possível observar na Figura 4.2, embora a capacidade global de recebimento de GNL venha crescendo continuamente, as taxas globais de utilização da regaseificação de GNL na média de 2016 ficou em 34%, aproximadamente igual aos níveis de 2015, o que mostra a grande capacidade de regaseificação ainda ociosa – o que possibilita um crescimento ainda maior na importação

global de GNL. Entretanto, um ponto muito importante que não tem sido observado é a segurança energética dos países importadores.

É esperado que as importações globais de GNL cresçam cerca de 30% entre o período de 2016 e 2022, onde se espera que diversos compradores aumentem a participação do GNL em seu abastecimento, além da entrada de novos países nesse mercado. Segundo análise feita pela IEA (2017)\*\*, é esperado que o mercado de compradores de GNL se diversifique com a participação crescente das importações pelas economias emergentes, ao mesmo tempo em que o excesso de capacidade de GNL deva diminuir, onde os diversos exportadores tenderão a buscar um equilíbrio entre compromissos de longo prazo e de curto prazo.

\* [http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opiniao\\_2-abril-2017\\_valendo.pdf](http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_2-abril-2017_valendo.pdf)

\*\* <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2017.pdf>



Figura 4.2: Capacidade Global de Recebimento de GNL

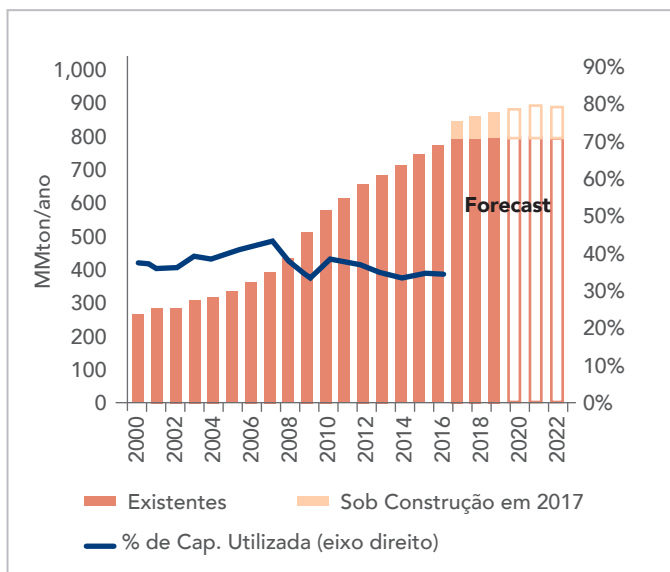
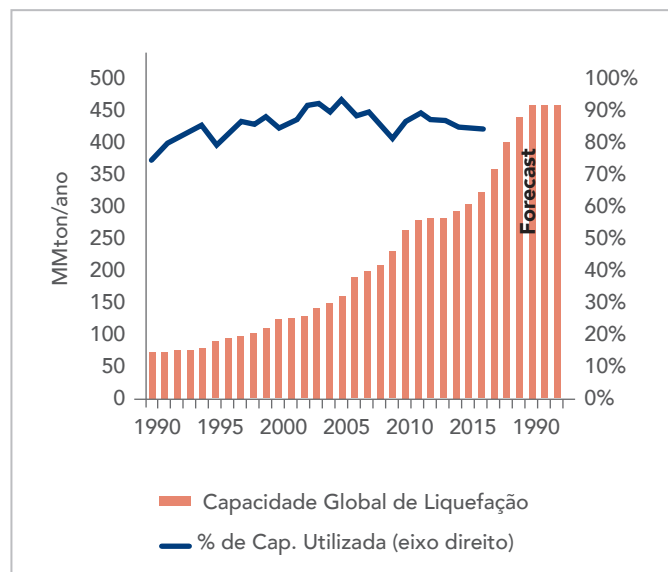


Figura 4.3: Capacidade Global de Liquefação de GNL



Fonte: Adaptado de IGU, 2017.\*\*\*

Embora as exportações de GNL tenham apresentado crescimento significativo, a utilização da capacidade de liquefação diminuiu nos últimos anos. Como se pode observar na Figura 4.3, a utilização em 2016 foi de 82,0%, que segue abaixo da média de 84,0% desde 2010. Segundo o IGU (2017)\*\*\*, vários projetos permaneceram inativos em 2016 e outros enfrentaram quedas de produção ou falta de matéria-prima, onde em 2015 - devido ao aumento da violência política - parceiros de projetos declararam "força maior", o que resultou em paralização das exportações.

## CONSIDERAÇÕES

E é justamente nesse ponto onde a segurança energética é ameaçada. Quando se coloca na mesa que é de responsabilidade do governo que medidas efetivas sejam tomadas para afastar a população dos riscos e da instabilidade de acesso a fontes de energia, políticas públicas são desenvolvidas para fornecer às sociedades

energia a preços estáveis e sem riscos de descontinuidade, buscando uma situação de independência. A medida que o número de importadores de GNL cresce, aumenta o risco da dependência de importações. E então, se torna necessário uma melhor compreensão e adaptação da estratégia de compra de GNL e da política de segurança do gás entre compradores e fornecedores de forma a aumentar a resiliência do mercado global de GNL (IEA, 2017).\*\*

Dessa forma, cabe ao Brasil refletir e direcionar o desenvolvimento de sua indústria de gás natural, de forma que esta seja sustentável e que não comprometa a segurança energética de longo prazo. Nesse ponto, caso o país decida pelo aumento da dependência do GNL para abastecimento de gás, dada a incerteza sobre a disponibilidade do gás boliviano, uma política de segurança de gás mais robusta é necessária. Caso contrário, esforços para a produção e monetização do gás nacional, sobretudo do pré-sal, se torna indispensável.

\*\* <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2017.pdf>

\*\*\* [https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World\\_IGU\\_Report\\_no%20crops.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf)

\* 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/Bruno Andrade

### A) PETRÓLEO

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

O mês de setembro de 2017 apresentou produção diária de 2,6 milhões de barris (MMbbl/d), o que representou uma queda de 0,35% com relação à produção de agosto. Na comparação anual também houve queda em

setembro, ficando 0,7% abaixo da produção de 2016 para esse mês, que havia sido de 2,6 MMbbl/d. (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em setembro, 95,3% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 79,3% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.115 poços, sendo 725 marítimos e 7.390 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,8% do total de óleo e gás natural.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16
Produção	79.577.740	-0,35%	-0,70%		79.857.976	80.141.711
Consumo Interno	52.593.991	3,46%	4,10%		50.835.362	50.521.651
Importação	3.357.604	-17,17%	-28,47%		4.053.722	4.694.244
Exportação	27.763.999	-13,33%	-3,69%		32.034.885	28.828.679

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em setembro foi oriunda de 82 poços e chegou a 1,3 MMbbl/d de óleo e 52MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1,7 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 49,8% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.091.

As 2ª e 3ª Rodadas de Partilha do pré-sal foram realizadas no dia 27 de outubro e foram arrecadados R\$ 6,15 bilhões,

consolidando a retomada do setor de petróleo e gás natural no Brasil (ANP, 2017). Petrobras e Shell foram as petroleiras que mais adquiram blocos no leilão. Apesar de a operação das novas áreas seguir nas mãos das companhias que já atuam no Brasil, o leilão mostrou a entrada de novas empresas no polígono do pré-sal, como a norte-americana Exxon, que ficou fora por um bom tempo de grandes investimentos em exploração no Brasil, mas voltou forte neste ano com gastos de bilhões de reais. Nas tabelas abaixo constam os resultados das Rodadas:

**Tabela 2.2: Resultados da 2ª Rodada de Partilha**

2ª Rodada de Partilha			
Bacia	Blocos	Empresa/Consórcio vencedor	Excedente em óleo ofertado
	Sul de Gato do Mato	Shell Brasil (80%) e Total E&P do Brasil (20%)	11,53%
Santos	Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%), Shell Brasil (30%) e Repsol Sinopec (25%)	80%
	Norte de Carcará	Statoil Brasil O&G (40%), Petrogal (20%) e ExxonMobil Brasil (40%)	67,12%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

**Tabela 2.3: Resultados da 3ª Rodada de Partilha**

3ª Rodada de Partilha			
Bacia	Blocos	Empresa/Consórcio vencedor	Excedente em óleo ofertado
Santos	Peroba	Petrobras (40%), CNOOC Brasil (20%) e BP Energy (40%)	76,96%
	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%), CNOOC Petroleum (20%) e QPI Brasil (25%)	22,87%
Campos	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%), e BP Energy (50%)	75,80%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Como pode-se observar nas tabelas, a Shell arrematou três blocos em consórcios, sendo dois como operadora. Além disso, a petroleira fez propostas por todas as áreas, com exceção das duas que não receberam ofertas. Esses resultados reforçam a aposta que a Shell está fazendo no Brasil, onde pretende investir mais de US\$ 2 bilhões por ano até 2020 (Valor, 2017)<sup>30</sup>. Com relação à Total, apesar de ter tido uma participação mais tímida nos leilões de outubro, arrematando apenas uma área, o resultado reforça a presença da petroleira no Brasil.

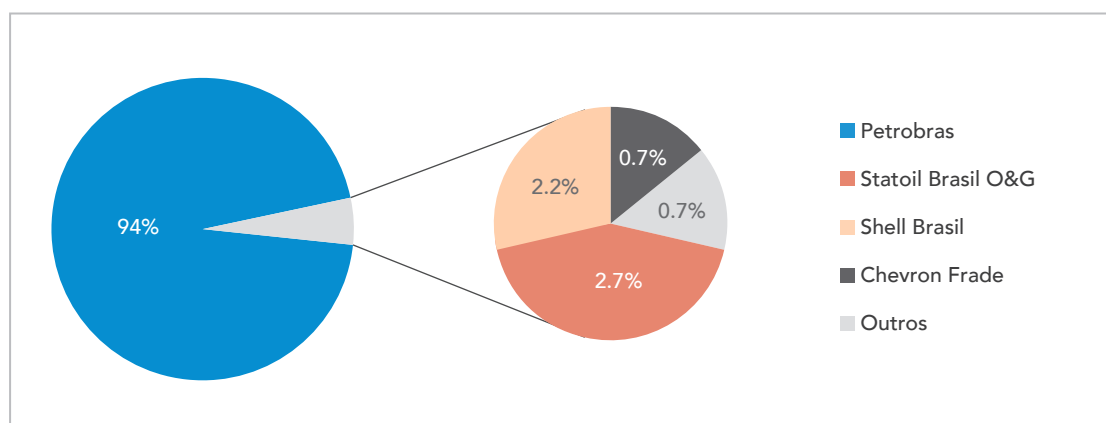
Sobre a questão regulatória em relação ao pré-sal, foi anunciado que o governo federal irá editar uma Medida Provisória para alterar o marco regulatório da partilha da produção no país, liberando a PPSA para comercializar o petróleo produzido nas áreas de partilha da produção, já

que a Petrobras não demonstrou interesse com relação à atividade (E&P Brasil, 2017)<sup>31</sup>.

Adicionalmente, foi aprovado em novembro pelo CNPE a realização da 15ª Rodada de licitações, no dia 29 de março de 2018. Os destaques devem ser a Bacia de Campos e as águas profundas da Bacia de Santos. Juntas, serão ofertados 17 blocos, sendo nove em Campos e oito em Santos.

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação da Petrobras se manteve a mesma do mês de agosto, com 94% da produção. A participação da Statoil caiu ligeiramente para 2,7%, enquanto que a da Shell passou de 1,3% para 2,2% do total da produção. A Figura 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de setembro.

**Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador**



Fonte: ANP, 2017

Muito tem sido mencionado e discutido sobre a Cessão Onerosa. Por meio dela, em 2010, a Petrobras adquiriu os direitos para explorar, avaliar e produzir até 5 bilhões de boe em seis áreas do pré-sal da Bacia de Santos – Florim,

Búzios, Entorno de Iara, Nordeste de Tupi e Sul de Guará (em laranja na Figura 2.2). Na época, a Petrobras pagou R\$ 75 bilhões (US\$ 42 bi), sujeito à revisão após declarações de comercialidade.

<sup>30</sup> <http://www.valor.com.br/empresas/5173928/shell-promete-investir-mais-de-us-2-bilhoes-ao-ano-no-brasil-ate-2020>

<sup>31</sup> <http://epbr.com.br/mp-vai-mudar-comercializacao-do-pre-sal/>

Figura 2.2: Áreas de Cessão Onerosa



Fonte: Petrobras

No início do mês de novembro, a ANP anunciou que há alta probabilidade (90% de chance) de as reservas excedentes da cessão onerosa, no pré-sal da Bacia de Santos, tenham ao menos cerca de 6 bilhões de boe. Esse anúncio chamou a atenção de todo o mundo, pois as reservas estimadas são adicionais aos 5 bilhões de boe que a Petrobras tem o direito de explorar na área da cessão onerosa (Reuters, 2017)<sup>32</sup>.

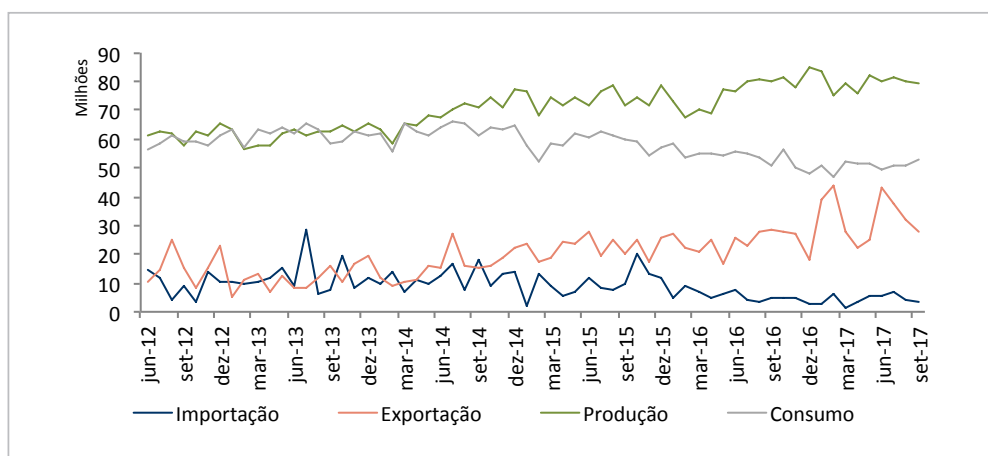
Ainda segundo a ANP, há 50% de probabilidade de que o excedente da cessão onerosa seja de 10,8 bilhões de boe, e 10% de chance de que haja cerca de 15 bilhões ou mais de boe. Essas estimativas são de extrema importância, porque os volumes excedentes poderiam ser leiloados pelo governo no futuro.

Logo após o anúncio pela ANP dos valores estimados, a Petrobras se manifestou dizendo que os volumes são menores do que as estimativas divulgadas e que a empresa constituiu uma comissão interna responsável pela negociação da revisão do contrato de Cessão Onerosa com representantes do governo federal, como MME, ANP e Ministério da Fazenda.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações caíram (-17%) pelo segundo mês consecutivo em setembro, chegando a 3,4MMbbl (mês), valor 29% inferior ao mesmo mês do ano anterior. Com relação às exportações, também foi registrada queda (-13%) no mês de setembro, assim como na comparação anual (3,7%), chegando a 27MMbbl.

<sup>32</sup> <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1D32IO-OBRBS>

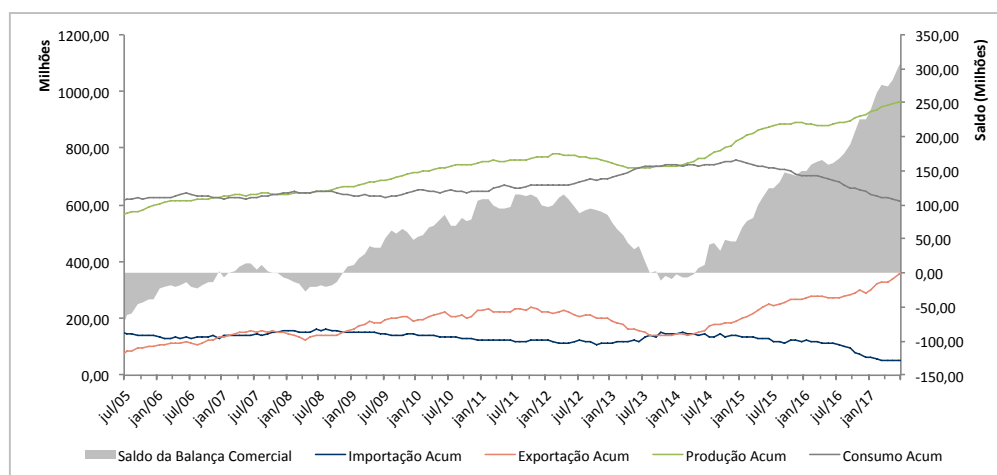


**Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)**


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 17º 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 setembro (Figura 2.4).

**Figura 2.4: 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 subiu pelo terceiro mês consecutivo, chegando a US\$ 56,15/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US\$ 49,82/bbl em setembro.

Apesar deste boletim trazer dados para o mês de setembro, adiantamos que no dia 6 de novembro o Brent atingiu seu maior valor desde junho de 2015, chegando a US\$ 64 o barril, após valorização de cerca de 50% em cinco meses. Dentre os diversos fatores que ajudam a



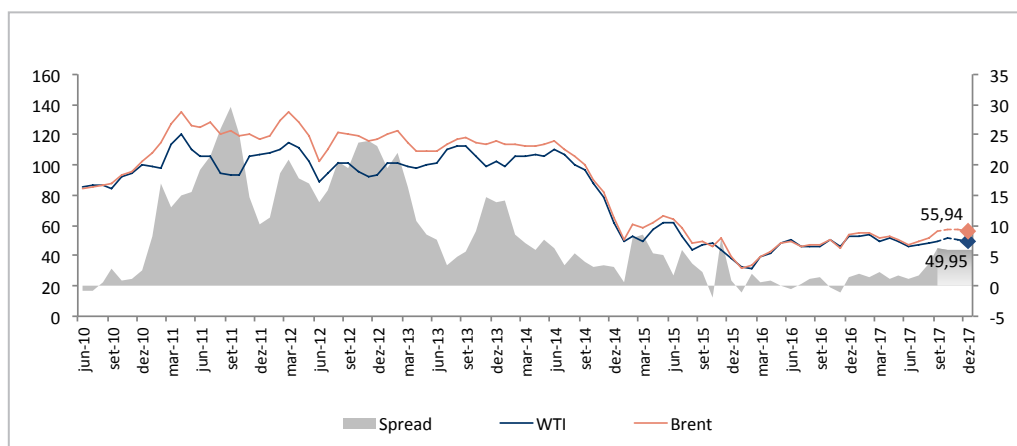
explicar a alta do Brent, destacam-se o aumento das tensões no Oriente Médio; o crescimento da demanda no 2º trimestre de 2017; perspectivas de prorrogação do acordo de corte da produção entre os membros da OPEP e outros países exportadores; e a sequência de eventos climáticos no Golfo do México (EPE, 2017).

Um levantamento realizado pelo Valor Econômico (2017) mostrou que as sete maiores petroleiras de capital aberto do mundo – Royal Dutch Shell, PetroChina, ExxonMobil, BP, Total, Chevron e Petrobras – registraram lucro líquido de US\$ 41,73 bilhões em 2017, o que não acontecia desde 2014, quando da desvalorização da *commodity*. O resultado positivo veio após dois anos de perdas significativas das petroleiras, o que desencadeou uma busca por maior eficiência e concentração em

ativos estratégicos. As novas estratégias se converteram em lucros expressivos às companhias, mesmo com o barril a US\$ 50, valendo-se do novo patamar de *lower for long*.

No caso da Shell, por exemplo, reduções significativas dos tempos de perfuração, que estão 40% mais rápidos e 60% mais baratos, têm permitido a ampliação dos projetos de águas profundas da companhia, chegando a 900 mil barris por dia de produção, com um *break even* abaixo de US\$ 40 por barril. O custo de perfuração do *shale* caiu 45% desde 2013. Esse cenário de custos torna possível a competição entre a produção em águas profundas e a produção a partir de não convencionais, conforme declarado pelo diretor da Shell na OTC em outubro.

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
















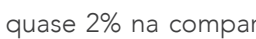



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

Neste mês de setembro de 2017, a maioria dos estados apresentou declínio em suas produções. O destaque negativo é a produção do Ceará, com quedas anuais de quase 18% no *onshore* de 20% no *offshore*, o estado atingiu os menores valores dos últimos 12 meses. Por

outro lado, com crescimento mensal de 20% e anual de 60%, a produção do estado do Maranhão atingiu o maior dos últimos 12 meses em setembro. O Rio de Janeiro também se destacou positivamente, com crescimento de 4% na produção mensal.

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16
AL	Onshore	98.509	-2,64%	-12,14%		101.176	112.116
	Offshore	4.288	1,29%	8,86%		4.233	3.939
AM	Onshore	640.646	-3,07%	-4,40%		660.904	670.125
	Offshore	952.354	-2,94%	-10,71%		981.218	1.066.543
BA	Onshore	18.189	-7,01%	-26,94%		19.560	24.896
	Offshore	34.932	-7,77%	-17,13%		37.876	42.154
CE	Onshore	117.840	-4,19%	-20,96%		122.988	149.092
	Offshore	309.235	-2,64%	-19,11%		317.634	382.295
ES	Onshore	10.810.727	-8,97%	-10,71%		11.875.474	12.107.381
	Offshore	1.809	20,39%	59,75%		1.502	1.132
RJ	Onshore	54.687.720	4,30%	2,08%		52.433.096	53.574.372
	Offshore	1.201.719	-4,35%	-17,97%		1.256.388	1.464.944
RN	Onshore	176.983	-4,28%	-3,47%		184.905	183.338
	Offshore	9.854.083	-11,82%	3,86%		11.174.477	9.487.541
SP	Onshore	520.171	-1,59%	-18,78%		528.564	640.453
	Offshore	148.534	-5,98%	-35,81%		157.983	231.389
<b>Total</b>		79.577.740	-0,35%	-0,70%		79.857.976	80.141.711




















Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em setembro, a produção dos principais derivados de petróleo apresentou queda com relação a agosto: o volume de gasolina produzido (13MM/bbl) foi 4% inferior e as produções de GLP e óleo combustível caíram 10% e 3%, respectivamente. A exceção foi o óleo diesel, que

creceu quase 2% na comparação mensal. Com relação às exportações, a gasolina foi o único derivado que apresentou crescimento (15%) no mês de setembro. Não foi exportado óleo diesel nesse mês e as exportações de óleo combustível caíram significativamente (-38%) com relação a agosto.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril)

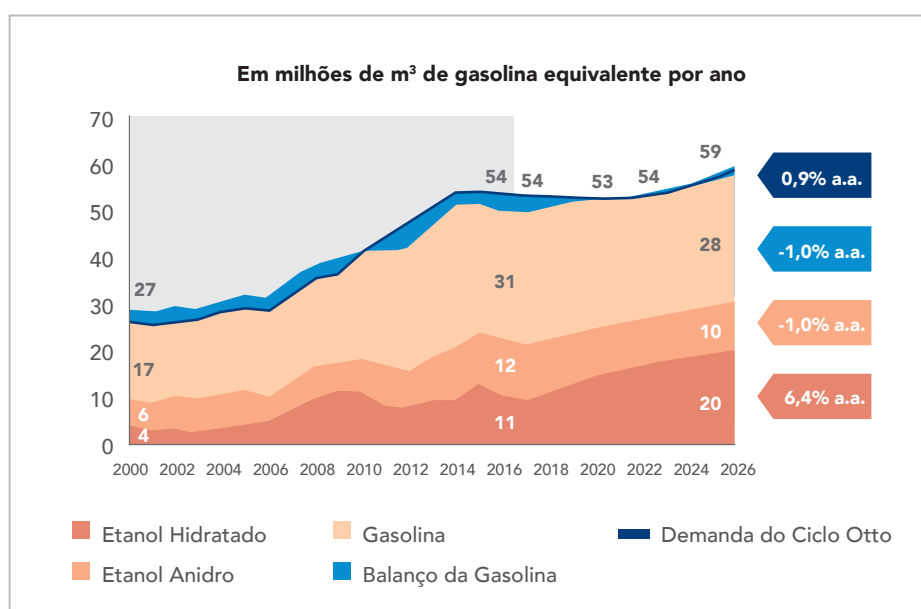
Combustível	Agregado	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16
Gasolina	Produção	13.422.551	-4,26%	2,04%		14.020.118	13.154.449
	Consumo	21.994.876	-6,41%	33,66%		23.500.335	16.456.151
	Importação	1.487.578	-24,72%	-21,13%		1.976.129	1.886.017
	Exportação	363.233	15,81%	-		313.650	4.366
Diesel	Produção	21.510.026	1,84%	-4,88%		21.122.345	22.613.352
	Consumo	30.533.896	-3,12%	9,30%		31.518.480	27.935.028
	Importação	6.207.464	-21,51%	28,20%		7.908.513	4.841.889
	Exportação	0	-	-		0	0
GLP	Produção	3.721.769	-10,30%	-8,05%		4.149.068	4.047.805
	Consumo	7.081.897	-8,49%	-1,02%		7.738.911	7.154.713
	Importação	2.842.660	-5,47%	21,49%		3.007.281	2.339.785
QAV	Produção	3.094.329	-0,32%	13,02%		3.104.223	2.737.740
	Consumo	3.421.994	-4,53%	0,94%		3.584.551	3.389.996
	Importação	302.869	-	-		315.606	667.863
Óleo Combustível	Exportação	3.721	-	-		32.559	21.555
	Produção	6.247.191	-3,06%	9,13%		6.444.427	5.724.674
	Consumo	2.394.347	-1,91%	47,50%		2.441.080	1.623.333
	Importação	0	-	-100,00%		75	5.880
	Exportação	1.259.881	-37,81%	-60,77%		2.025.822	3.211.296

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em projeções recentemente divulgadas pela EPE (2017), até 2026, tanto a demanda quanto a produção de óleo diesel A<sup>33</sup> irão crescer, puxadas pela recuperação da economia, que leva ao aumento do licenciamento de veículos pesados. Em 2017 a produção total será de aproximadamente 42 milhões de m<sup>3</sup> e a demanda, de 52 milhões de m<sup>3</sup>. Espera-se que em 2026 os valores para produção e demanda de óleo diesel A sejam 55 milhões de m<sup>3</sup> e 62 milhões de m<sup>3</sup>, respectivamente, implicando em um saldo negativo de -7 milhões de m<sup>3</sup>.

Para o caso da gasolina, o cenário projetado pela EPE (2017) é um pouco diferente. Ao contrário do óleo diesel, a demanda por gasolina será menor em 2026, e a produção estará no mesmo nível de 2017, com pequenas oscilações ao longo dos anos. Apesar da recuperação da economia também impactar positivamente o licenciamento de veículos leves, a expansão esperada da capacidade de processamento de cana será responsável pelo aumento da participação do Etanol Hidratado na demanda do Ciclo Otto.

**Figura 2.6: Demanda Nacional do Ciclo Otto (sem GNV)**



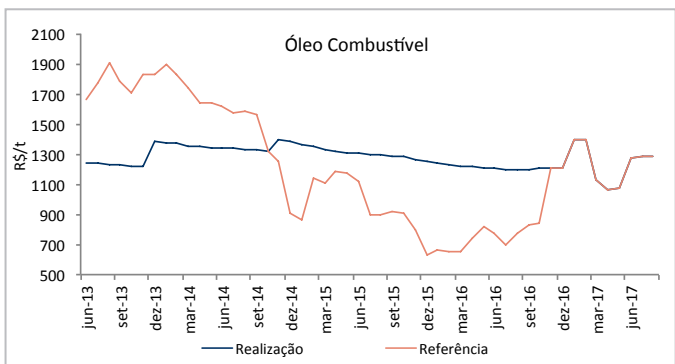
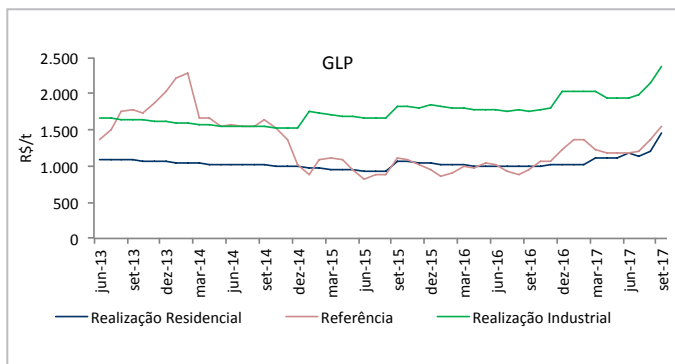
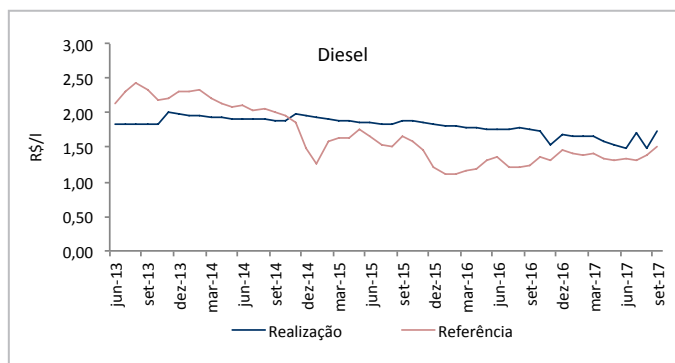
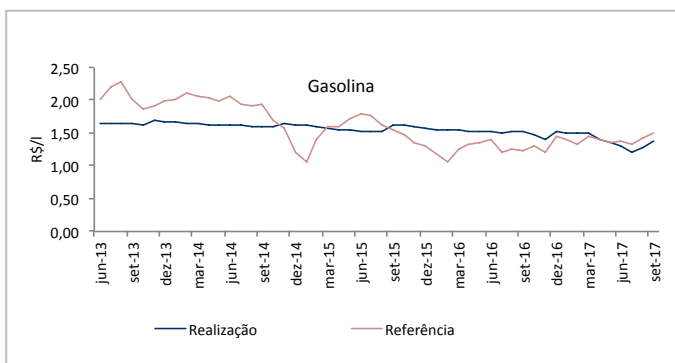
Fonte: EPE (2017)

Em setembro de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional apenas para o caso do diesel, cuja diferença cresceu neste mês. 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 caiu em setembro, após três meses consecutivos de crescimento. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado (Figura 2.6).

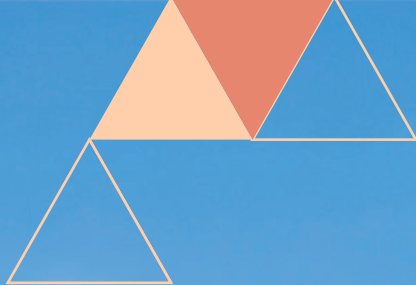
<sup>33</sup> O óleo diesel rodoviário é classificado como do tipo A quando não há adição de biodiesel. O óleo diesel tipo B é aquele em que há adição de biodiesel.

Figura 2.7: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



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

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



## GÁS NATURAL

Larissa Resende

### A) DADOS GERAIS

A produção nacional bruta de gás natural no mês de agosto foi de 111,4 MMm<sup>3</sup>/dia, tendo apresentado uma queda de 3,2% se comparado ao mês de junho. Essa queda ocorreu, sobretudo, devido às paradas programadas de duas FPSOs<sup>34</sup> do Campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, Cidade de Maricá e Cidade de Itaguaí.

Já a oferta de gás nacional passou de um volume de 63,1 MMm<sup>3</sup>/dia para 62,4MMm<sup>3</sup>/dia no mês de agosto. Comparando este com aquele ofertado no mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de 15,3%.

Já o consumo de gás natural apresentou um aumento de 9,8 MMm<sup>3</sup>/dia, passando de um volume de 87,6 MMm<sup>3</sup>/dia em julho para 97,4 MMm<sup>3</sup>/dia, o maior volume consumido dos últimos 12 meses.

O considerável aumento na demanda (11,2%) provocou um aumento na importação em 29,4%, sendo o total importado de 38,2 MMm<sup>3</sup>/dia, 26,7% superior ao volume importado em agosto de 2016. O volume importado em agosto foi o maior dos últimos 12 meses. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	12 meses	jul-17	ago-16
Produção Nacional	111,39	-3,15%	2,41%		115,01	108,77
Oferta de gás nacional	62,44	-1,08%	15,33%		63,12	54,14
Importação	38,17	29,43%	26,68%		29,49	30,13
Consumo	97,40	11,17%	20,80%		87,61	80,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

<sup>34</sup> Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo e Gás Natural.

## B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A parcela de gás natural produzida que ficou indisponível ao mercado apresentou queda de 5,7% em relação a julho. Dado que a produção nacional de gás foi de 111,4 MMm<sup>3</sup>/dia, o percentual da produção que chegou ao mercado foi de 56%, segunda maior marca histórica de aproveitamento de gás nacional. Enquanto a produção nacional bruta apresentou queda de 3,2% se comparado

ao mês anterior, a reinjeção apresentou queda de 5,6%, a queima de 19,9%, o consumo interno em E&P de 0,4% e a absorção em UPGN's de 9,3%. Tanto o volume queimado quanto aquele absorvido em UPGN's apresentaram seus menores valores absolutos dos últimos 12 meses, como pode ser observado na Tabela 3.2, sendo a queda da queima devido a redução do gás queimado pela plataforma P-66, ainda em fase de comissionamento.

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

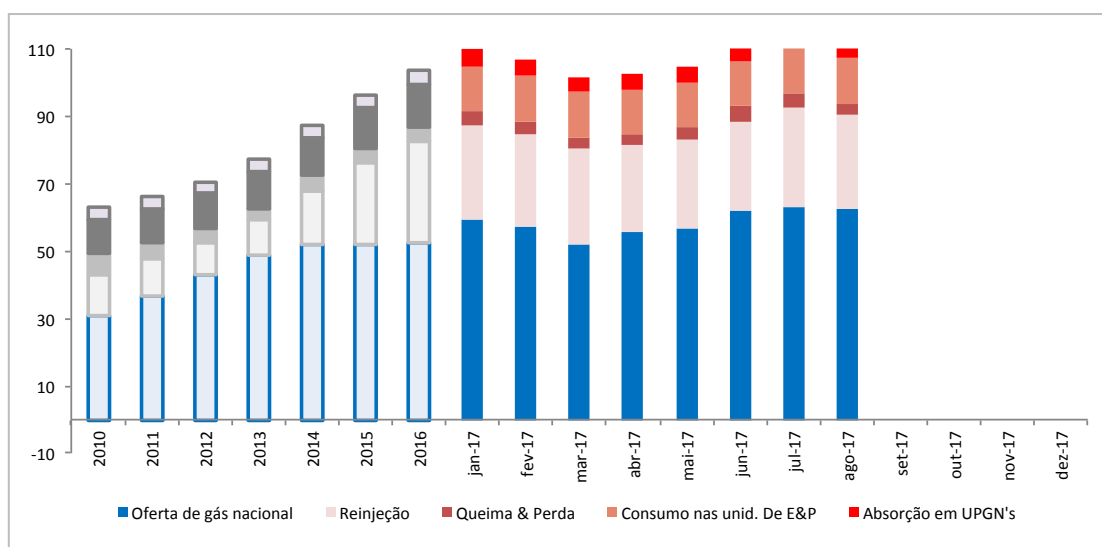
	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	12 meses	jul-17	ago-16
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	111,39	-3,15%	2,41%		115,01	108,77
Produção Indisponível	Reinjeção	27,87	-5,56%	-11,58%	29,51	31,52
	Queima	3,39	-19,86%	-31,79%	4,23	4,97
	Consumo interno em E&P	13,57	-0,37%	2,96%	13,62	13,18
	Absorção em UPGN's	4,11	-9,27%	-16,97%	4,53	4,95
	<b>Subtotal</b>	48,94	-5,69%	-10,40%		51,89
<b>Oferta de gás nacional</b>	62,44	-1,08%	15,33%		63,12	54,14
Ofert nacional/Prod. Bruta	56%	2,14%	12,62%		55%	50%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Podemos observar no Gráfico 3.1 que no mês de agosto houve uma queda na produção nacional e em cada uma das parcelas da produção indisponível ao mercado. Já ao comparar as médias dos anos anteriores, enquanto que a produção nacional e o consumo interno nas

unidades de E&P no mês de agosto foi superior à média dos últimos sete anos, o valor reinjetado só não foi superior ao ano de 2016, que apresentou uma média de gás reinjetado de 30,2 MMm<sup>3</sup>/dia.

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



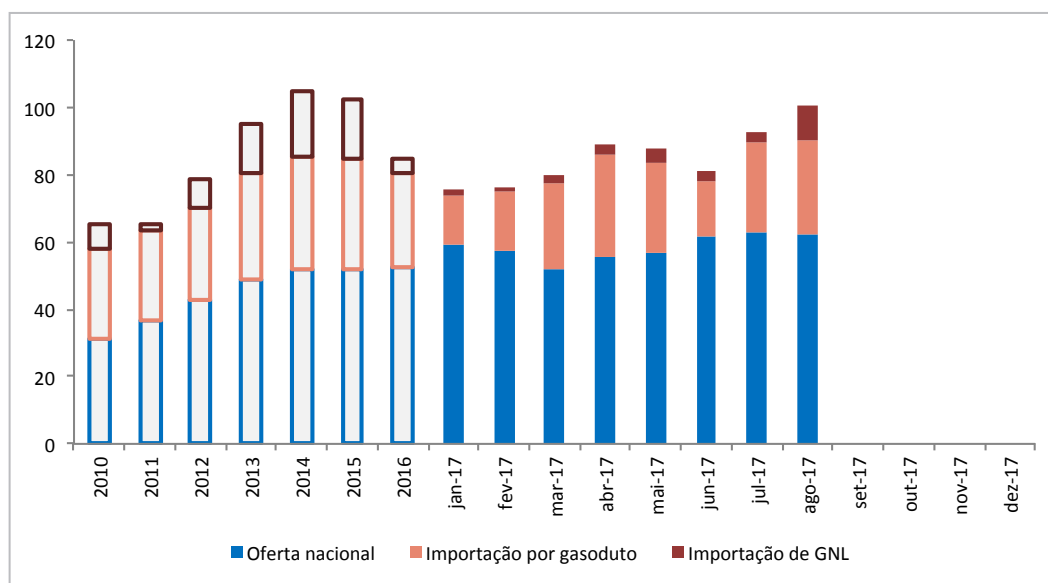
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.



Enquanto que oferta de gás nacional e a importação via GASBOL não apresentaram grandes variações – queda de 1,1% e aumento de 3,8%, respectivamente – aquele volume importado via regaseificação de GNL apresentou

aumento de 260,7% se comparado ao mês anterior. Como é possível observar no Gráfico 3.2, a importação de GNL em agosto foi a maior do ano de 2017.

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


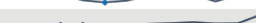



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Devido ao aumento no consumo de gás natural no mês de agosto, que não foi acompanhado por um aumento na oferta nacional, foi possível observar um aumento de 7,7 MMm<sup>3</sup>/dia na regaseificação de GNL importado se

comparado ao mês anterior, que como foi visto, é 260,7% superior a importação de julho e 586,5% superior ao mesmo período do ano de 2016. Tais valores podem ser observados na Tabela 3.3.

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	12 meses	jul-17	ago-16
<b>Gasoduto</b>	27,54	3,77%	-3,67%		26,54	28,59
<b>GNL</b>	10,64	260,68%	586,45%		2,95	1,55
<b>Total</b>	38,17	29,43%	26,68%		29,49	30,13






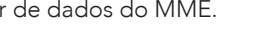

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

## C) CONSUMO

Com os reservatórios das hidrelétricas em nível crítico, o consumo de gás natural para geração elétrica apresentou o segundo aumento consecutivo, passando de um volume de 35,0 MMm<sup>3</sup> consumido no mês de julho para 44,7 MMm<sup>3</sup> em agosto, que representa um aumento de 27,5%. Essa demanda é 53,0% superior àquela do mesmo período do ano anterior e foi responsável pelo aumento de 11,2% (9,8 MMm<sup>3</sup>/dia) na demanda total por gás natural se comparado ao consumo total do mês anterior. Já os demais segmentos de consumo não

apresentaram variação significativa, tendo os setores automotivo, residencial, comercial e de cogeração apresentado pequeno aumento, enquanto que o segmento industrial apresentou queda de 0,2%, o que reforça a necessidade de implementação de políticas de estímulo à demanda e que mitiguem os entraves que prejudicam a competitividade. O consumo de gás natural para geração elétrica, pelo segmento residencial, assim como o consumo total de gás no país apresentou seus maiores valores dos últimos 12 meses, como pode ser observado na Tabela 3.4.

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

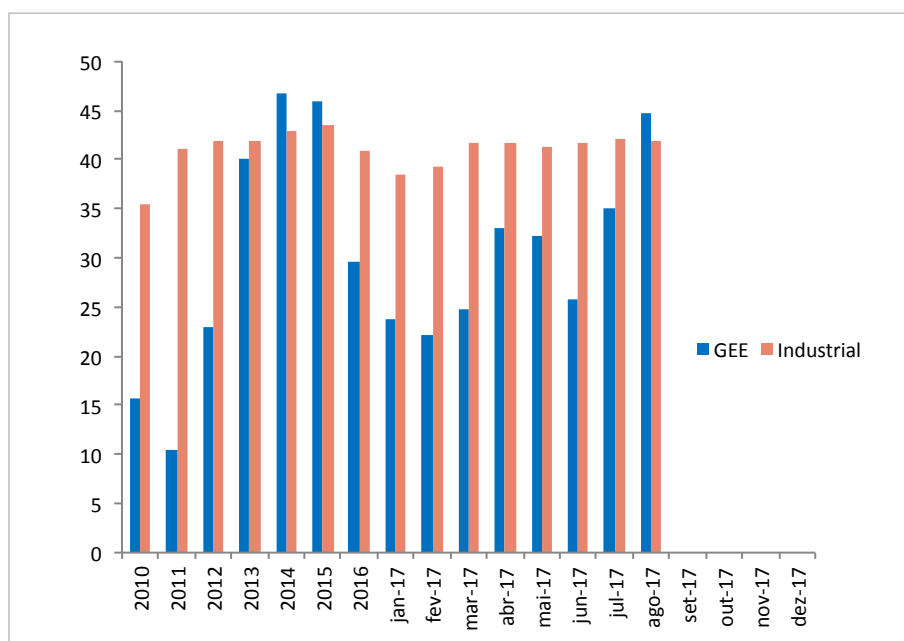
	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	12 meses	jul-17	ago-16
Industrial	41,97	-0,21%	0,84%		42,06	41,62
Automotivo	5,32	2,31%	7,47%		5,20	4,95
Residencial	1,40	0,72%	12,90%		1,39	1,24
Comercial	0,82	1,23%	-4,65%		0,81	0,86
GEE	44,69	27,54%	53,00%		35,04	29,21
Cogeração	2,64	2,33%	12,34%		2,58	2,35
Total	97,40	11,17%	20,80%		87,61	80,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Como é possível observar nos Gráficos 3.5, o consumo para geração elétrica no mês de agosto foi o maior do ano e, em relação aos sete anos anteriores, só não foi maior do que o consumo para geração elétrica dos anos de 2014 e 2015, o que reflete a situação preocupante

com que passa o setor elétrico brasileiro. A média no nível dos reservatórios das hidrelétricas do Nordeste está em apenas 6,7% e do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por quase 70% da capacidade do país, está em 18,5%.

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



## D) PREÇOS









Em relação aos preços do gás natural no mercado nacional, foi possível observar um segundo aumento consecutivo em todos os preços – preço no programa prioritário termelétrico (PPT), do gás no *city gate* (que é aquele preço da Petrobras para as Distribuidoras) e para o consumidor final no segmento industrial. Em relação ao mesmo período do ano de 2016, também foi possível observar aumento em todos esses preços, estando no *city gate* 21,7% superior e no segmento industrial para a faixa de consumo de 2.000m<sup>3</sup>/dia superior em 10,8%.

É importante observar que enquanto o preço do Henry Hub<sup>35</sup> foi de 2,9 US\$/MMBtu em agosto, o preço do GNL utilizado no Brasil<sup>36</sup> foi de 9,4 US\$/MMBtu, do gás importado da Bolívia foi de 5,8 US\$/MMBtu, o gás entregue

da Petrobras para as Distribuidoras foi de 7,5 US\$/MMBtu, no PPT de 4,17 US\$/MMBtu e para os consumidores finais no segmento industrial variou de 13,81 US\$/MMBtu a 16,2 US\$/MMBtu.

Em relação aos preços internacionais no mês de agosto, enquanto o preço do Henry Hub apresentou queda de 3,3% em agosto, os preços do gás natural no mercado europeu e no Japão apresentaram pequeno aumento se comparado ao mês anterior, estando em 5,3 US\$/MMBtu e 8,3 US\$/MMBtu, respectivamente. Se comparando aos preços do mesmo período do ano anterior, é possível observar que embora o Henry Hub se apresente em um patamar bastante próximo ao de agosto de 2016, o preço na Europa se encontra em um patamar 16,1% superior e no mercado japonês 30,1% acima. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.5.

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	12 meses	jul-17	ago-16	
<b>Henry Hub</b>	2,89	-3,29%	0,92%		2,99	2,86	
<b>Europa</b>	5,28	1,25%	16,07%		5,22	4,55	
<b>Japão</b>	8,33	0,40%	30,14%		8,30	6,40	
<b>PPT *</b>	4,17	0,29%	0,49%		4,16	4,15	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	<b>No City Gate</b>	7,49	2,90%	21,71%		7,28	6,16
	<b>2.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	16,16	1,37%	10,77%		15,94	14,59
	<b>20.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	14,29	1,38%	10,39%		14,10	12,95
	<b>50.000 m<sup>3</sup>/dia **</b>	13,81	1,40%	9,95%		13,62	12,56

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

## E) PRÉVIA - SETEMBRO 2017

No mês de setembro a produção de gás natural nacional foi de 114,0 MMm<sup>3</sup>/dia, apresentando um aumento de 1,9% se comparado ao mês de agosto, sobretudo devido a normalização da operação de produção nas plataformas FPSO's Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá. Os campos marítimos foram responsáveis por 79,3% da produção total, sendo o montante de 52,0 MMm<sup>3</sup>/dia da produção de

gás no mês de setembro oriundo de 82 poços do pré-sal. Embora os campos marginais tenham sido responsáveis por apenas 1,0 Mm<sup>3</sup>/dia e as bacias maduras terrestres<sup>37</sup> por 4,0 MMm<sup>3</sup>/dia, é esperado que a venda de campos terrestres feita pela Petrobras, que coloca oito novos operadores no país, alavanque a retomada das atividades em terra no país.

<sup>35</sup> O preço do Henry Hub é usado como referência para o preço do gás natural na América do Norte pelos contratos da NYMEX (New York Mercantile Exchange).

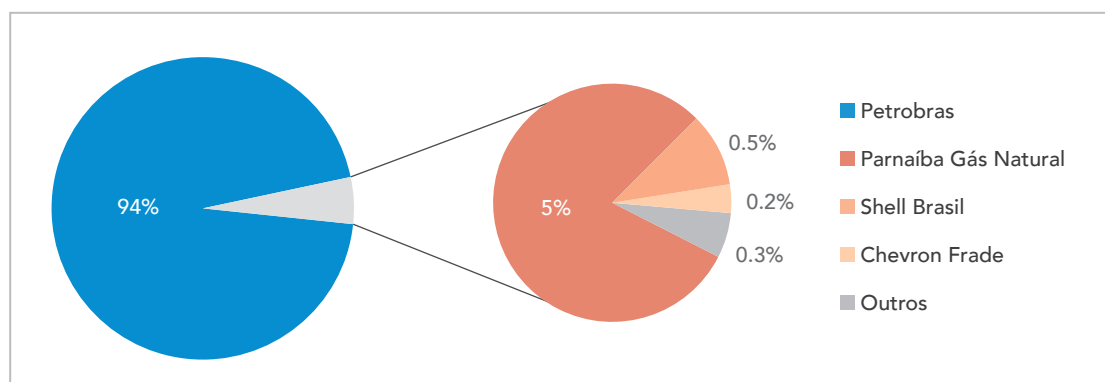
<sup>36</sup> Preço FOB.

<sup>37</sup> Campos/TLDs das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas.

Em relação aos operadores, os campos operados pela Petrobras produziram 93,8% de todo o gás natural produzido no mês, sendo a Parnaíba Gás Natural a segunda maior operadora em termos de participação, respondendo por 5,0% da produção total. A Figura 1 apresenta a

distribuição da produção no mês de setembro por operador, demonstrando o grande protagonismo da estatal no setor. De acordo com a Petrobras, o aproveitamento do gás produzido em suas plataformas atingiu recorde mensal pelo segundo mês consecutivo, de 97% de aproveitamento.

**Figura 3.4 – Distribuição da Produção de Gás Natural Nacional – Setembro/17**

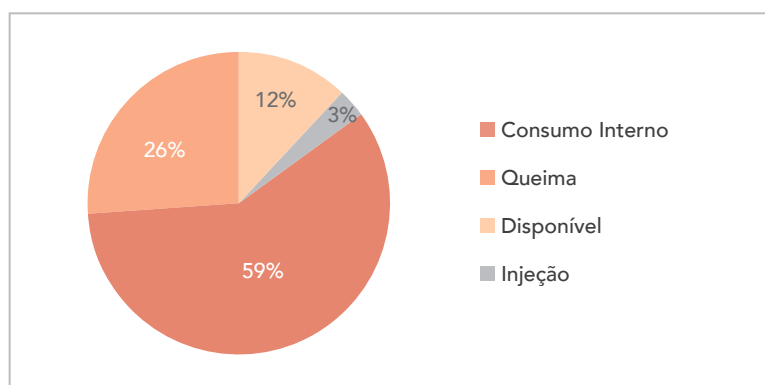


Fonte: ANP (2017)

Da produção total bruta de gás natural (114,0 MMm<sup>3</sup>/dia), 26,6% foi injetado (30,4 MMm<sup>3</sup>/dia), 3,0% queimado (3,4 MMm<sup>3</sup>/dia), 11,7% consumido internamente em E&P (13,3 MMm<sup>3</sup>/dia), restando uma produção líquida nacional de

66,9 MMm<sup>3</sup>/dia (58,7%), que é 12,3% superior a produção líquida do mesmo período do ano de 2016. A Figura 3.2 apresenta a decomposição da produção nacional bruta no mês de setembro.

**Figura 3.5 – Decomposição da Produção Nacional Bruta de Gás Natural – Setembro/17**



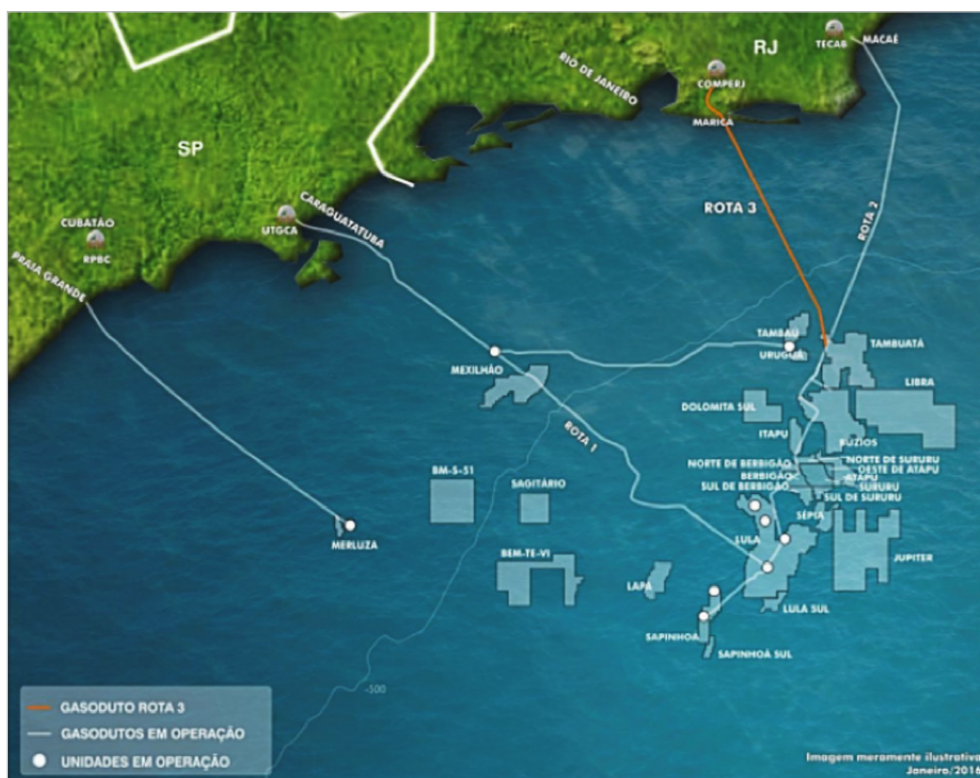
Fonte: ANP (2017)

## F) FUTURO

É esperado que o projeto Rota 3 da Petrobras, que abrange dutos, gasodutos e Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN's) tenha suas obras realizadas entre 2018 e 2019, entrando em operação em 2020. Como pode ser visto na Figura 3.3, o Gasoduto Rota 3 possui aproximadamente 355 km de extensão total, sendo 307

km referente ao trecho marítimo e 48 km referentes ao trecho terrestre, e objetiva escoar a produção de campos do pré-sal da Bacia de Santos diretamente para a o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí. Tal rota tem o potencial de ampliar em 18,0 MMm<sup>3</sup>/dia a capacidade de escoamento de gás do pré-sal.

Figura 3.6 – O projeto Rota 3



Fonte: Petrobras (2017)

Em relação ao Balanço de Gás Natural brasileiro na próxima década, a EPE (2017) enxerga um potencial déficit de gás em 2023, em torno de 3,0 MMm<sup>3</sup>/dia, em um cenário de estresse no sistema - com despacho termelétrico máximo e com todas usinas biocombustíveis partindo a gás natural. Enquanto a oferta potencial de gás está projetada em 120,0 MMm<sup>3</sup>/dia em 2023, a demanda potencial chega a 123,0 MMm<sup>3</sup>/dia, o que levaria ao deslocamento de algumas térmicas biocombustíveis a operar com o combustível substituto que não o gás natural. Esse período de potencial déficit de gás natural em 2023 coincide com a diminuição da oferta potencial boliviana, que em virtude do fim de um dos seus contratos em 2019, que poderá entregar gás aos mesmos níveis atuais até 2022 - devido a cláusula make-up - onde se espera que a renegociação dos contratos leve a um nível de oferta potencial de 20,0 MMm<sup>3</sup>/dia a partir de 2023, bastante inferior aos níveis atuais, de 30,0 MMm<sup>3</sup>/dia.

Em relação a Bolívia, é preciso que o país vizinho acelere a viabilização de novos campos de exploração gás que pretendem certificar até o fim do ano, dado que são necessários, em média, quatro anos para que essas novas áreas sejam desenvolvidas e posam se tornar efetivamente parte das reservas e o contrato com o Brasil termina em 2019. Embora a Bolívia tenha investido em produção de gás natural nos últimos anos, os investimentos em exploração não foram suficientes.

Em relação ao andamento do Gás para Crescer, onde grande parte das propostas foram apensadas ao substitutivo ao PL 6407/13, que trata de medidas para incentivar o mercado de gás natural no país, embora o documento já tenha sido fechado e apresentado ainda no mês de novembro pelo Deputado Marcus Vicente (PP/ES), existem muitas dúvidas sobre a possibilidade de este ser aprovado antes do recesso do legislativo. Ainda, até mesmo aos olhos ANP, existe uma percepção de risco de judicialização do projeto.





## BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman

### A) PRODUÇÃO

A produção total de etanol, em setembro/17, alcançou 4,3 bilhões de litros, maior volume já produzido este ano. O aumento de quase 10% superior em relação ao mês anterior (agosto/17) foi resultado da maior destinação da cana-de-açúcar para a produção do biocombustível. O volume de 1,7 bilhão de litros de etanol anidro produzido em setembro/17 representou um aumento de 10,1% em relação ao mês anterior (agosto/17) e de 12,1% em relação a setembro/16. A produção acumulada de janeiro a setembro de 2017 está apenas 0,6% abaixo do mesmo período do ano passado. No caso do etanol hidratado, a produção em setembro/17, 2,6 bilhões de litros, superou em 9,3% o volume produzido no mês de agosto/17 e em mais de 20% a produção do mesmo mês do ano passado (setembro/16). No acumulado do

ano, a produção de etanol hidratado, em 2017, está 6,4% abaixo da de 2016.

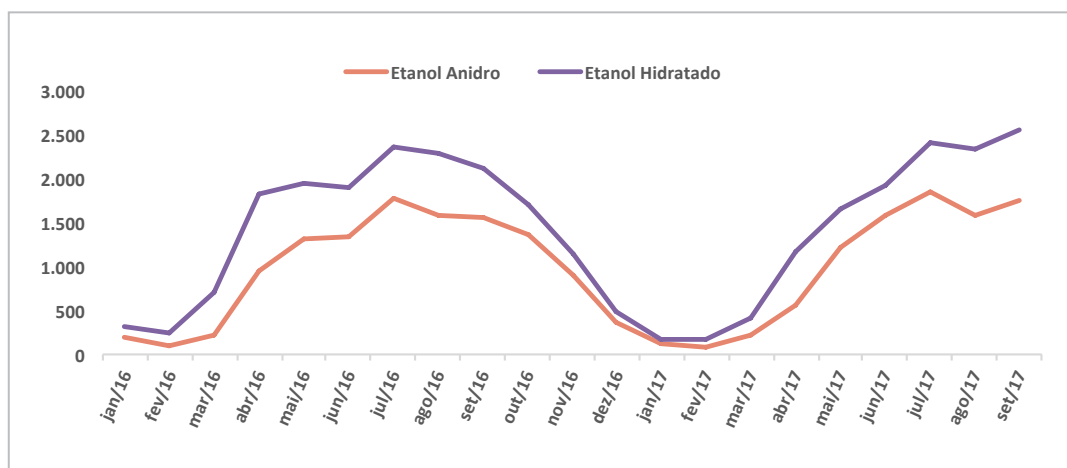
O ritmo da moagem de cana do ciclo 2017/18 continua ocorrendo com atraso, com a moagem acumulada em 467 milhões de toneladas, quase 10 milhões a menos do que o mesmo período de 2016, no qual foram moídas 476 milhões de toneladas, de acordo com dados da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA). O aumento da produção de etanol, no entanto, confirma as expectativas do mercado de que as usinas reduziriam a destinação da cana para o açúcar, devido à queda de preços da *commodity* no mercado internacional e aos melhores preços do biocombustível. Segundo a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), em setembro/17, 52,75% da matéria-prima foi utilizada na fabricação de etanol e 47,25% na fabricação de açúcar.

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

Biocombustível	set-17	acum-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16	acum-16
Etanol Anidro	1.753,3	8.977,7	10,1%	12,1%	-0,6%		1.591,8	1.564,0	9.030,6
Etanol Hidratado	2.555,3	12.803,4	9,3%	20,4%	-6,4%		2.338,6	2.122,0	13.681,7
Total Etanol	4.308,6	21.781,1	9,6%	16,9%	-4,1%		3.930,4	3.686,0	22.712,2
Biodiesel	398,7	3.110,3	-0,3%	27,3%	9,4%		400,0	313,3	2.842,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

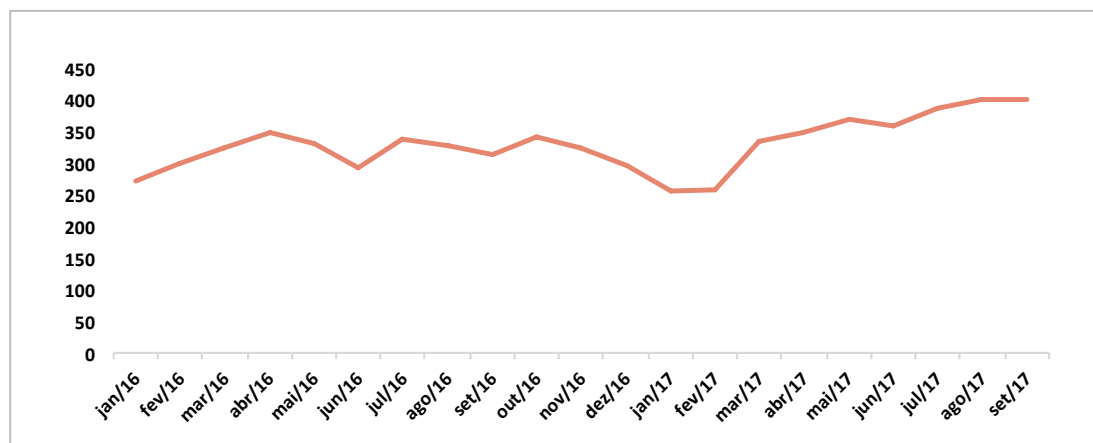


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em setembro/17, foram produzidos 398 milhões de litros de biodiesel, volume praticamente igual ao do mês anterior, que atingiu o recorde de praticamente 400 milhões de litros, e 27,3% superior ao mesmo mês do ano passado (setembro/16). No acumulado do ano (janeiro a setembro), a produção de 2017 está 9,4% acima da de 2016.

O volume produzido em setembro/17 faz parte das negociações ocorridas no 56º Leilão de Biodiesel da ANP, que envolveu a negociação de 796 milhões de litros de biodiesel para os meses de setembro e outubro. O volume arrematado foi 5% superior ao do leilão anterior, quando foram negociados 760,3 milhões de litros.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

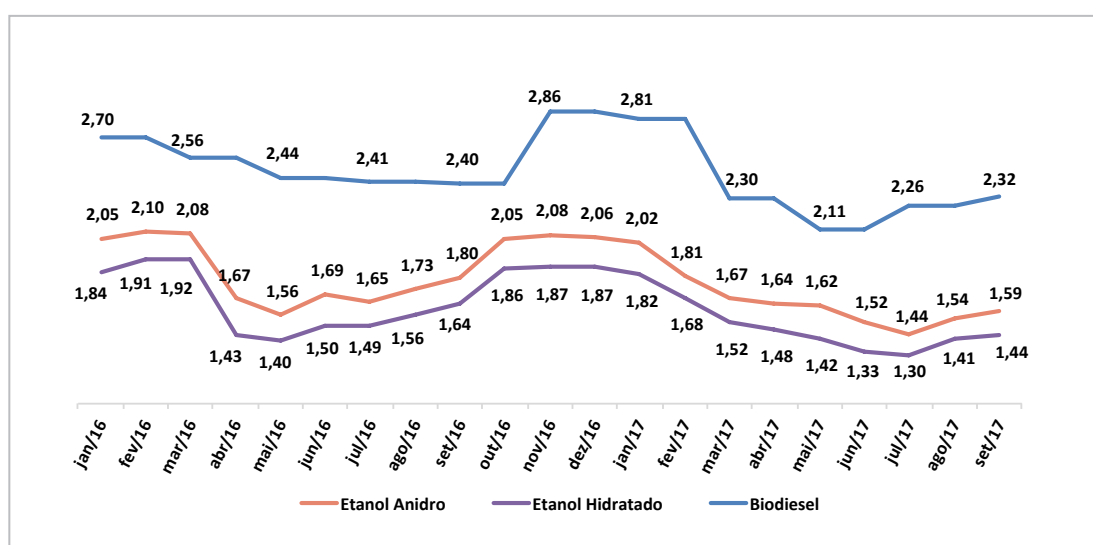
## B) PREÇOS

Os preços do etanol anidro e hidratado mantiveram a trajetória de valorização. Em setembro/17 o litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,59, valor 3,2% superior ao do mês anterior (R\$ 1,54 em agosto/17), e o preço do etanol hidratado aumentou em 2%, indo de R\$ 1,41 (em agosto/17) para R\$ 1,44 (em setembro/17). Os preços mais altos resultaram do aumento da demanda,

influenciada pelo recente ganho de competitividade do biocombustível em relação à gasolina comum.

O preço do biodiesel também tem apresentado alta e foi negociado no 56º Leilão de Biodiesel da ANP por R\$ 2,32 por litro, valor 2,7% superior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,26/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

O consumo de etanol anidro em setembro/17, 944 milhões de litros, foi 5,4% inferior ao mês anterior (agosto/17) e 2,4% inferior ao mesmo mês do ano anterior (setembro/16). O aumento de preço da gasolina afetou a demanda pelo combustível e, conseqüentemente, pelo etanol anidro, que é adicionado em teor de 27% na gasolina. Em relação ao acumulado do ano, o consumo de janeiro a setembro de 2017 foi 5,9% superior ao mesmo período de 2016, sinalizando recuperação da demanda por combustíveis em 2017.

Em setembro/17, foram consumidos 1,3 bilhão de litros de etanol hidratado, volume 7,7% superior ao do mês anterior (agosto/17). As alterações nas alíquotas de PIS/COFINS dos combustíveis e os aumentos de preços da gasolina, praticados, pela Petrobras, contribuíram para aumentar a competitividade do hidratado em relação à gasolina, aumentando a demanda pelo biocombustível. Na comparação com o ano passado, no entanto, ainda não se pode dizer que houve recuperação. O consumo de setembro/17 foi 2,3% inferior ao de setembro/16 e acumula uma queda de 16,1% entre os meses de janeiro e setembro de 2017, quando comparado com o mesmo período de 2016.

O consumo de biodiesel, que vinha crescendo desde abril, sofreu retração de 2,9% entre agosto e setembro de 2017. Na comparação com o ano anterior, no entanto, o volume consumido do biocombustível apresentou crescimento significativo. A demanda em setembro/17 foi 16,2%

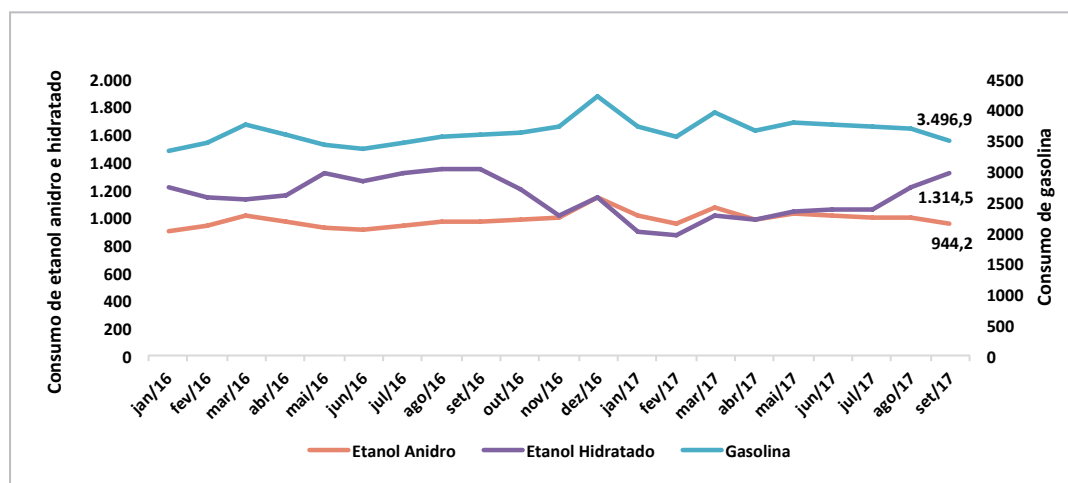
superior à de setembro/16 e, no acumulado do ano (janeiro a setembro), o consumo aumentou 11,3% entre 2016 e 2017. A alta da demanda pelo biocombustível é reflexo do crescimento da demanda por óleo diesel, sinalizando uma recuperação da economia, em relação ao ano passado.

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

Biocombustível	set-17	acum-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16	acum-16
Etanol Anidro	944,2	8.994,7	-5,4%	-2,4%	5,9%		997,8	967,7	8.496,6
Etanol Hidratado	1.314,5	9.431,3	7,7%	-2,3%	-16,1%		1.220,9	1.344,8	11.237,3
Total Etanol	2.258,6	18.426,0	1,8%	-2,3%	-6,6%		2.218,7	2.312,5	19.733,8
Biodiesel	388,4	3.197,1	-2,9%	16,2%	11,3%		400,1	334,3	2.873,1

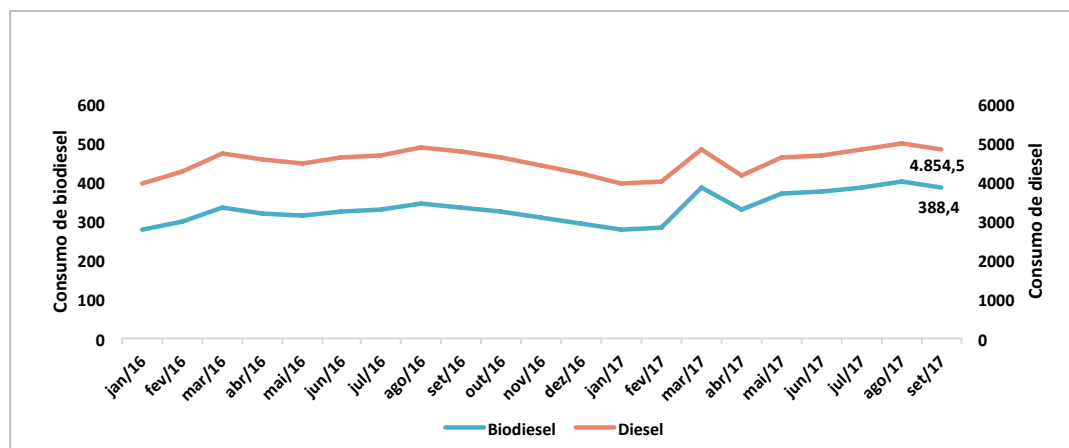
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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



Em setembro/17, o Brasil importou, aproximadamente, 110 milhões de litros de etanol (o Brasil importa basicamente etanol anidro), volume 18,8% inferior ao importado em agosto/17 (135 milhões de litros). Entre os fatores que contribuíram para a redução das importações estão: o aumento da produção nacional, o início da safra na região Nordeste e a determinação da Câmara de Comércio Exterior (Camex) de tarifar a importação de etanol em 20% sobre o volume que exceder 600 milhões de litros por ano (ou 1,2 bilhão de litros em 2 anos).

Na comparação com o mesmo mês do ano anterior (setembro/16), as importações aumentaram 109,5% e, no acumulado do ano, o volume importado de janeiro a setembro de 2017 alcançou quase 1,6 bilhão de litros, correspondendo a um aumento de 231,6% em relação ao mesmo período de 2016. O crescimento da demanda

por etanol no mercado interno impulsionou ainda mais a importação do biocombustível, que em 2017 está muito acima dos níveis de 2016. De acordo com a Conab, mesmo com as quedas observadas nos preços do biocombustível no mercado interno nos meses anteriores, questões tributárias e de infraestrutura contribuíram para que o produto importado estivesse mais competitivo do que o nacional.

As exportações de etanol anidro e hidratado somaram 143,7 milhões de litros, volume 18,9% inferior ao mês de agosto/17 e 47,4% inferior a setembro/16. No acumulado do ano, as exportações seguem representando menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. As exportações mais baixas são consequência da menor produção nacional de etanol e do maior direcionamento da produção para o açúcar nos meses anteriores.

Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol em milhões de litros

Etanol	set-17	acum-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	ago-17	set-16	acum-16
Importação	109,9	1.599,4	-18,8%	109,5%	231,6%		135,3	52,4	482,3
Exportação	143,7	1.072,4	-18,9%	-47,4%	-56,4%		177,2	273,4	2.458,7

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

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



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



## E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

### **Biodiesel**

No dia 09 de novembro de 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou o uso da mistura de 10% de biodiesel no diesel, denominado B10, a partir de 1º de março de 2018. A Lei 13.263/16 estabeleceu um cronograma de aumento do percentual de mistura de biodiesel no diesel, prevendo a entrada da mistura B9 até março de 2018 e da mistura B10 até março de 2019, mas a decisão foi de antecipar o B10, passando diretamente de 8% para 10%, sem passar pelo B9.

Os altos volumes de diesel importados pelo país foram determinantes para a decisão. Entre janeiro e setembro de 2017, o Brasil importou mais de 9 bilhões de litros de diesel, um bilhão a mais do que em todo o ano de 2016. Para a indústria do biocombustível, a antecipação é uma vitória importante, visto que o setor deverá terminar o ano de 2017 com mais de 40% da sua capacidade ociosa. A capacidade instalada de produção de biodiesel é de, aproximadamente, 7,7 bilhões de litros por ano, enquanto o volume esperado de produção em 2017 é de 4,5 bilhões de litros. Considerando a mesma demanda por óleo diesel do ano de 2016 (em torno de 54 bilhões de litros), o aumento de B8 para B10 poderá elevar o consumo de biodiesel em mais de um bilhão de litros.

### **RenovaBio**

O Projeto de Lei (PL) que cria a Política Nacional de Biocombustíveis, o RenovaBio, foi protocolado no dia 14 de novembro de 2017. O texto, agora, precisa ser aprovado na Câmara dos Deputados e no Senado, para

posterior sanção da Presidência da República. Havia uma expectativa de que o programa fosse aprovado por meio de uma Medida Provisória, mas isso não se concretizou.

O RenovaBio foi lançado em dezembro de 2016 e passou por uma série de etapas até virar um Projeto de Lei, entre elas uma Consulta Pública, para receber contribuições da sociedade, e a aprovação pelo CNPE, que ocorreu no dia 8 de junho de 2017. A demora para ser pautado como PL decorreu, principalmente, de longas articulações políticas, já que algumas áreas do governo, como o Ministério da Fazenda, estavam receosas com possíveis impactos inflacionários decorrentes do programa. O mecanismo de funcionamento do RenovaBio é inédito no Brasil, já que se baseia no reconhecimento da capacidade de cada combustível em contribuir para a redução de emissões e promover a descarbonização, semelhante ao que já é adotado na Califórnia, por exemplo. A iniciativa representa uma ruptura com a forma tradicional de estímulo aos combustíveis renováveis no país, que sempre se pautou na diferenciação tributária e na implementação de impostos ambientais, medidas que já se mostraram pouco eficientes, uma vez que os valores são definidos com base em análises que, em geral, dão maior peso às questões macroeconômicas do que às especificidades do setor de combustíveis e biocombustíveis, além de não considerar as externalidades de cada opção.

Como PL, ainda são necessárias algumas aprovações para que o programa se concretize, mas estão ocorrendo movimentações de parlamentares e de representantes do setor de biocombustíveis para que o RenovaBio tramite em regime de urgência, de forma a promover maior agilidade à sua aprovação.



## SETOR ELÉTRICO

André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss

### A) DISPONIBILIDADE

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

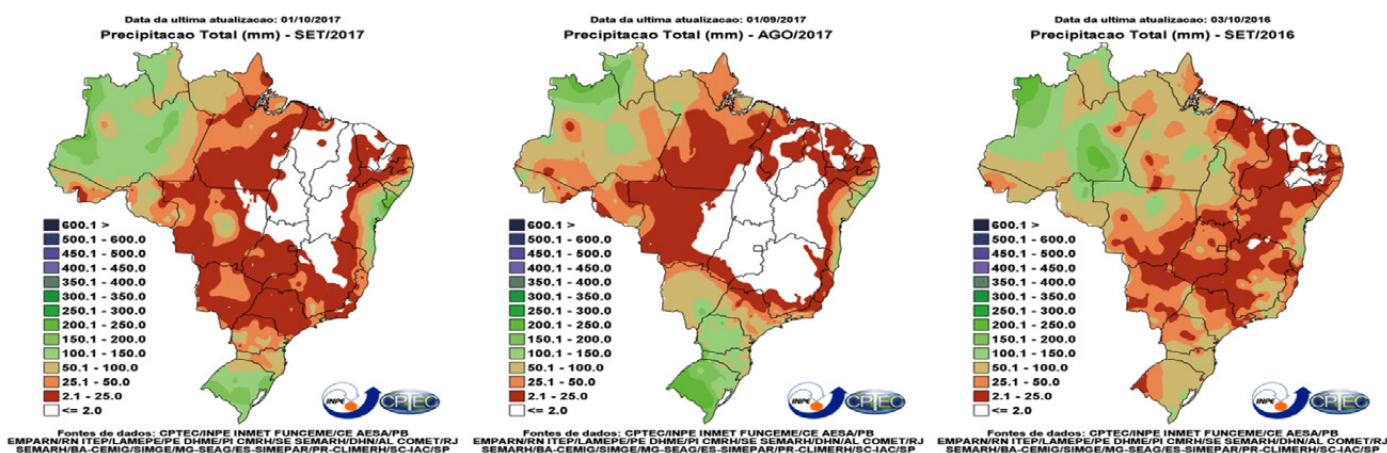
	set-17		set-17/ago-17		set-17/set-16		Tendências 12 meses		ago-17		set-16	
<b>SE/CO</b>	12.286,00	62,99%	-26,90%	-31,57%			16.808,00	83,21%	17.955,00	92,05%		
<b>S</b>	2.480,00	20,53%	-51,28%	-69,48%			5.090,00	49,43%	8.127,00	67,30%		
<b>NE</b>	743,00	24,26%	-17,17%	-24,95%			897,00	26,18%	990,00	32,33%		
<b>N</b>	1.160,00	57,09%	-22,36%	10,58%			1.494,00	55,60%	1.049,00	53,96%		
<b>SIN</b>	16.669,00	-	-31,37%	-40,72%			24.289,00	-	28.121,00	-		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Entre os meses de agosto e setembro deste ano, o Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou queda de 31,37% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. Todos os subsistemas apresentaram queda considerável: 26,90% no SE/CO, 51,28% no S, 17,17% no NE e 22,36% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o aumento da área cujo registro ficou entre 2.1 e 25.0 mm, principalmente na região SE/CO, e a redução geral na região S, com o

desaparecimento da faixa entre 200.1 e 250.0 mm. Já nas regiões N e NE, apesar de terem registrado leve aumento no volume geral, deve-se levar em conta o longo período de baixa pluviosidade, o que requer um volume maior de chuva para revertê-lo. Através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais, cujos registros foram de 62,99% no SE/CO, 20,53% no S, 24,26% no NE e 57,09% no N, foram consideravelmente inferiores aos valores médios da série histórica, seguindo a tendência dos últimos meses.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para set/17, ago/17 e set/16

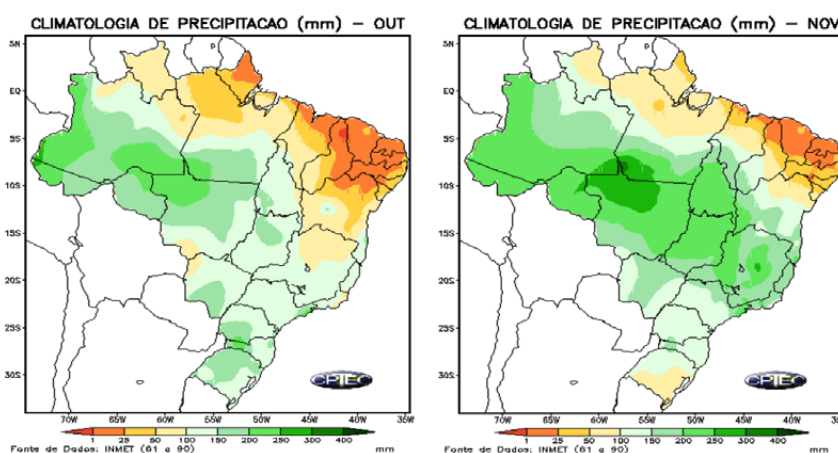


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se uma redução de 40,72% na ENA total. Com exceção da região N, que ao longo desse período contou com uma expansão de 1,7 GW na capacidade de geração<sup>38</sup>, todas as outras regiões apresentaram redução na ENA, comportamento similar ao registrado nos meses anteriores. Novamente através da Figura 5.1, a diminuição do volume pluviométrico registrado fica bem evidente. A

pluviosidade média para os meses de outubro e novembro é retratada na Figura 5.2. Conforme se aproxima o fim do período seco, que historicamente ocorre entre maio e novembro, a expectativa é de aumento da precipitação. No entanto, de acordo com os valores registrados ultimamente, existem indícios de que o início do período úmido pode ocorrer mais tarde que o esperado.

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



Fonte: CPTEC/INPE

<sup>38</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.



B) DEMANDA

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

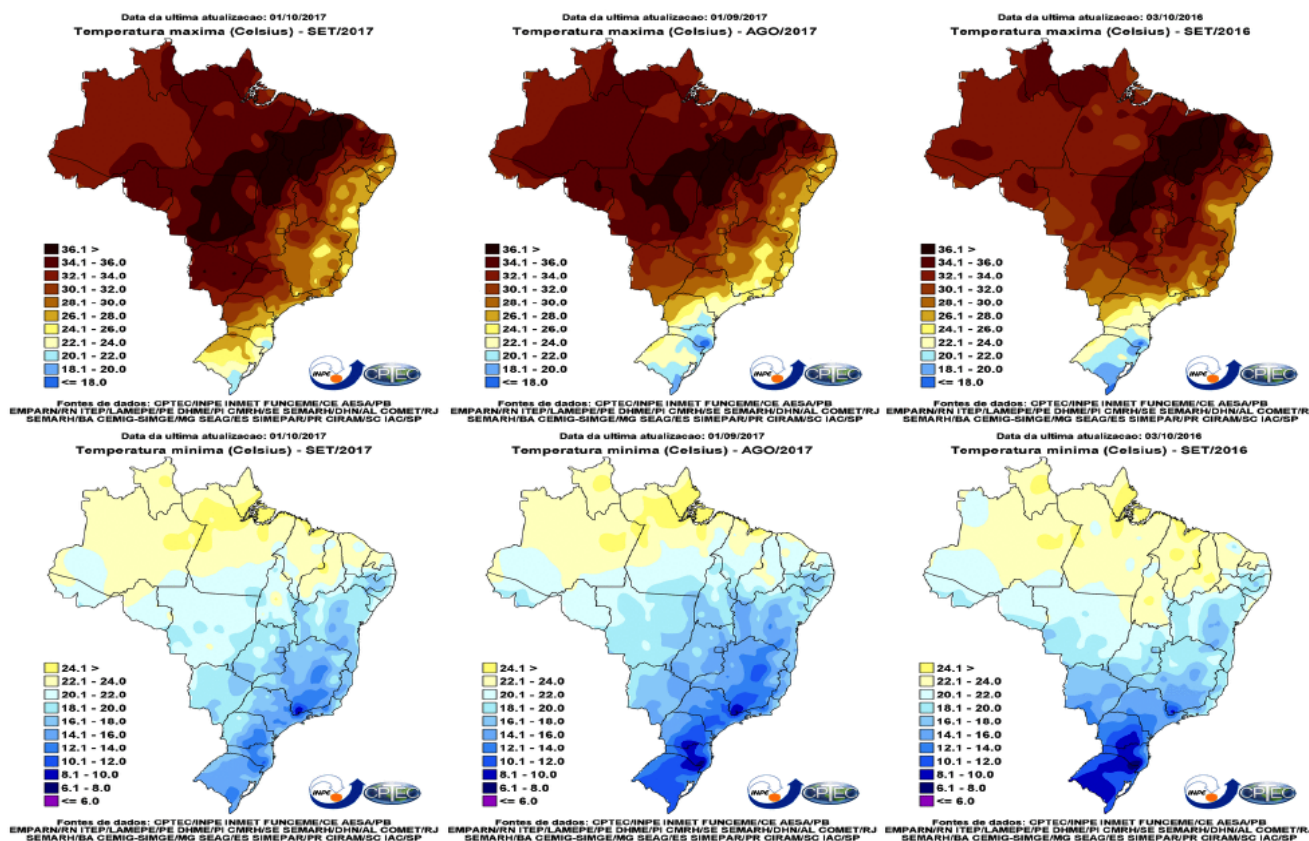
	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
SE/CO	38.236,97	4,62%	2,20%		36.549,97	37.414,57
S	11.030,56	1,60%	7,51%		10.857,01	10.259,93
NE	10.243,85	0,96%	-1,52%		10.146,57	10.401,64
N	5.751,97	0,86%	3,34%		5.702,90	5.566,03
SIN	65.263,35	3,17%	2,55%		63.256,45	63.642,17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN cresceu 3,17% na comparação mensal e 2,55% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, todos os subsistemas apresentaram aumento (SE/CO +4,62%, S +1,60%, NE +0,96%, N +0,86%). Já, na comparação anual, o consumo de energia também cresceu em todos os subsistemas (SE/CO +2,20%, S +7,51%, N, 3,34%), com exceção do NE que registrou uma queda de 1,52%.

Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas ao aumento da temperatura média em todos os subsistemas, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.3). Este aumento da temperatura média pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para set/17, ago/17 e set/16.

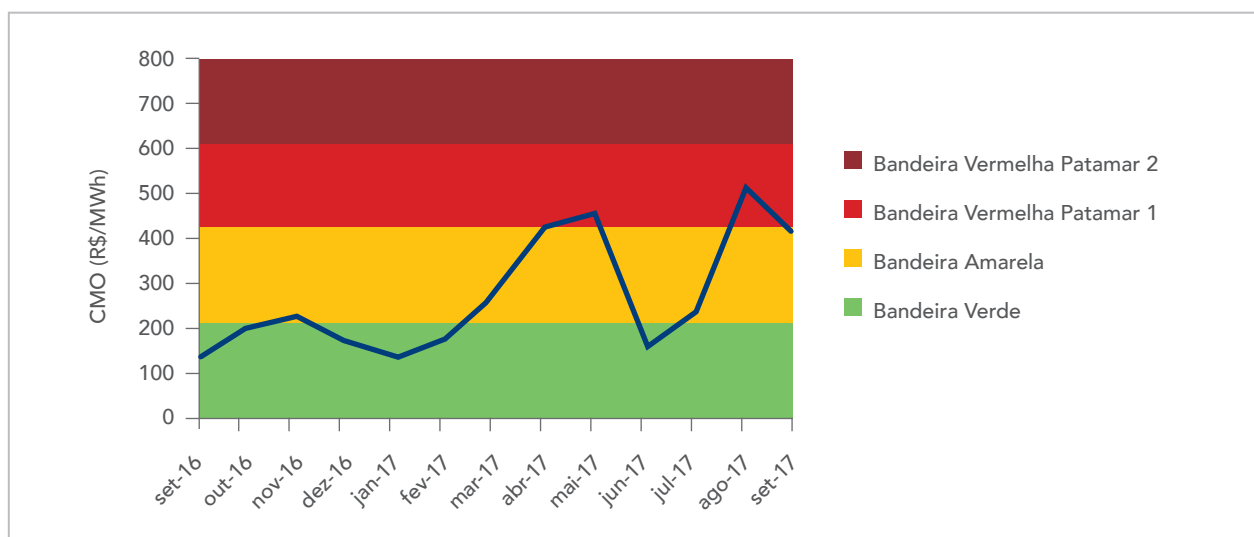


Fonte: CPTEC/INPE

Cabe ressaltar, no entanto, que o crescimento do consumo de energia entre agosto e setembro de 2017 coincidiu com a fato de a bandeira tarifária ter passado de vermelha patamar 1 para amarela ao longo do período. Como em setembro ainda estava valendo a regra antiga da conta bandeiras, ao ser instaurada a bandeira amarela, passou a ser cobrado um custo de R\$ 0,02 por kWh consumido para todos os consumidores cativos das distribuidoras (com exceção daqueles localizados em sistemas isolados), custo este menor do que o cobrado no mês anterior quando vigorava a bandeira vermelha patamar 1 (R\$ 0,03/kWh). É importante lembrar que as

bandeiras tarifárias não se caracterizam como um custo extra para o consumidor, mas, sim, como um mecanismo de sinalização para o consumidor do custo real da geração de energia no mês de exercício. Portanto, a bandeira amarela sinaliza que a população deve estar atenta para consumir energia elétrica de uma forma consciente, dado que segundo o Programa Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS) o valor da usina térmica mais cara em operação em setembro era de R\$ 411,92/MWh, ou seja, muito próximo do custo variável unitário limite para acionar a bandeira tarifária patamar 1 (422,56/MWh), conforme mostra a Figura 5.4.

**Figura 5.4: Custo Marginal da Operação (CMO) e limites das bandeiras tarifárias- set/2016-set/17.**



Fonte: ANEEL

Na comparação anual, o crescimento do consumo de energia na comparação mensal pode ser explicado pela melhoria de alguns indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV<sup>39</sup>, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 80,9 para 87,3 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 74,3 para 82,90 entre setembro de 2016 e setembro

de 2017, indicando uma tendência de recuperação da economia brasileira. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV<sup>40</sup>, caiu 10,8 pontos em relação a agosto de 2017 e 1,3 em relação a setembro de 2016. Contudo, o indicador de incerteza da economia brasileira continua alto e isso pode vir a interferir nos níveis de investimento e de consumo de energia nos próximos meses.

<sup>39</sup> IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

<sup>40</sup> IBRE, FGV. Indicador de Incerteza da Economia Brasileira. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015CF369B58B583A>















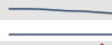



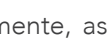

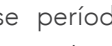
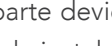
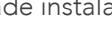

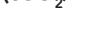


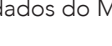


### C) OFERTA

Em resposta ao comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de setembro cresceu 3,12% em comparação com o mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Conforme se pode observar, houve uma queda considerável da geração nuclear devido à manutenção programada da usina nuclear Angra 1, que permaneceu desligada do SIN durante todo o mês de setembro e levou à queda de 20,82% desse tipo de fonte. O forte aumento da geração eólica (+20,70%), no entanto, acabou por compensar boa parte dessa variação, o que permitiu limitar o aumento da geração térmica para

somente 1,08% e para 2,29% no caso das hidrelétricas. Como consequência, a estimativa do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE) registrou queda de 5,11%, de acordo com a Tabela 5.4.

Conforme tendência observada nos últimos meses, a geração eólica vem registrando aumento considerável na participação, principalmente na região NE. No mês de setembro, este tipo de fonte respondeu por 54,58% da geração na região, o que permitiu reduzir em 7,24% a geração térmica e em 4,32% a hídrica.

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

		set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
SE/CO	Hidráulica	18.242,78	5,51%	5,34%		17.289,28	17.317,53
	Nuclear	1.361,09	-20,82%	-32,62%		1.719,04	2.019,89
	Térmica	10.130,93	4,86%	32,06%		9.661,40	7.671,60
	Eólica	16,38	79,26%	63,06%		9,14	10,05
	Solar	8,66	2291,78%	1921,12%		0,36	0,43
	Total	29.759,85	3,77%	10,14%		28.679,22	27.019,49
S	Hidráulica	6.679,51	-16,07%	-37,09%		7.958,36	10.617,74
	Térmica	1.278,46	3,16%	0,91%		1.239,35	1.266,88
	Eólica	782,61	3,29%	21,12%		757,66	646,17
	Solar	0,46	-4,52%	-31,73%		0,48	0,67
Total	8.741,05	-12,20%	-30,25%		9.955,85	12.531,46	
NE	Hidráulica	1.563,52	-4,32%	-35,92%		1.634,12	2.439,95
	Térmica	3.482,44	-7,24%	30,17%		3.754,33	2.675,23
	Eólica	6.179,35	22,73%	43,24%		5.035,09	4.314,12
	Solar	97,20	38,60%	3119,59%		70,13	3,02
	Total	11.322,51	7,90%	20,04%		10.493,67	9.432,32
N	Hidráulica	4.250,35	41,12%	75,21%		3.011,94	2.425,81
	Térmica	2.440,67	-2,10%	32,30%		2.492,98	1.844,76
	Eólica	179,99	39,88%	-		128,67	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
Total	6.871,00	21,96%	60,89%		5.633,59	4.270,57	
Itaipu	8.250,60	0,39%	-20,58%		8.218,46	10.389,07	
Total	Hidráulica	38.986,76	2,29%	-9,73%		38.112,16	43.190,10
	Nuclear	1.361,09	-20,82%	-32,62%		1.719,04	2.019,89
	Térmica	17.332,50	1,08%	28,79%		17.148,06	13.458,47
	Eólica	7.158,34	20,70%	44,02%		5.930,57	4.970,34
	Solar	106,31	49,80%	2480,29%		70,97	4,12
SIN	64.945,00	3,12%	2,05%		62.980,79	63.642,91	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução considerável da geração hídrica no SIN (-9,73%), reflexo do baixo volume pluviométrico observado este ano. Aliada à diminuição da participação nuclear (-32,62%), pelo mesmo motivo exposto

anteriormente, as usinas térmicas registraram aumento de 28,79% na geração. O incremento da geração eólica para esse período, no entanto, foi de 44,02%, em grande parte devido ao incremento de 1129,2 MW<sup>41</sup> na capacidade instalada entre janeiro e setembro de 2017.

**Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)<sup>42</sup>**

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
SIN	0,1245	-5,11%	38,80%		0,1312	0,0897

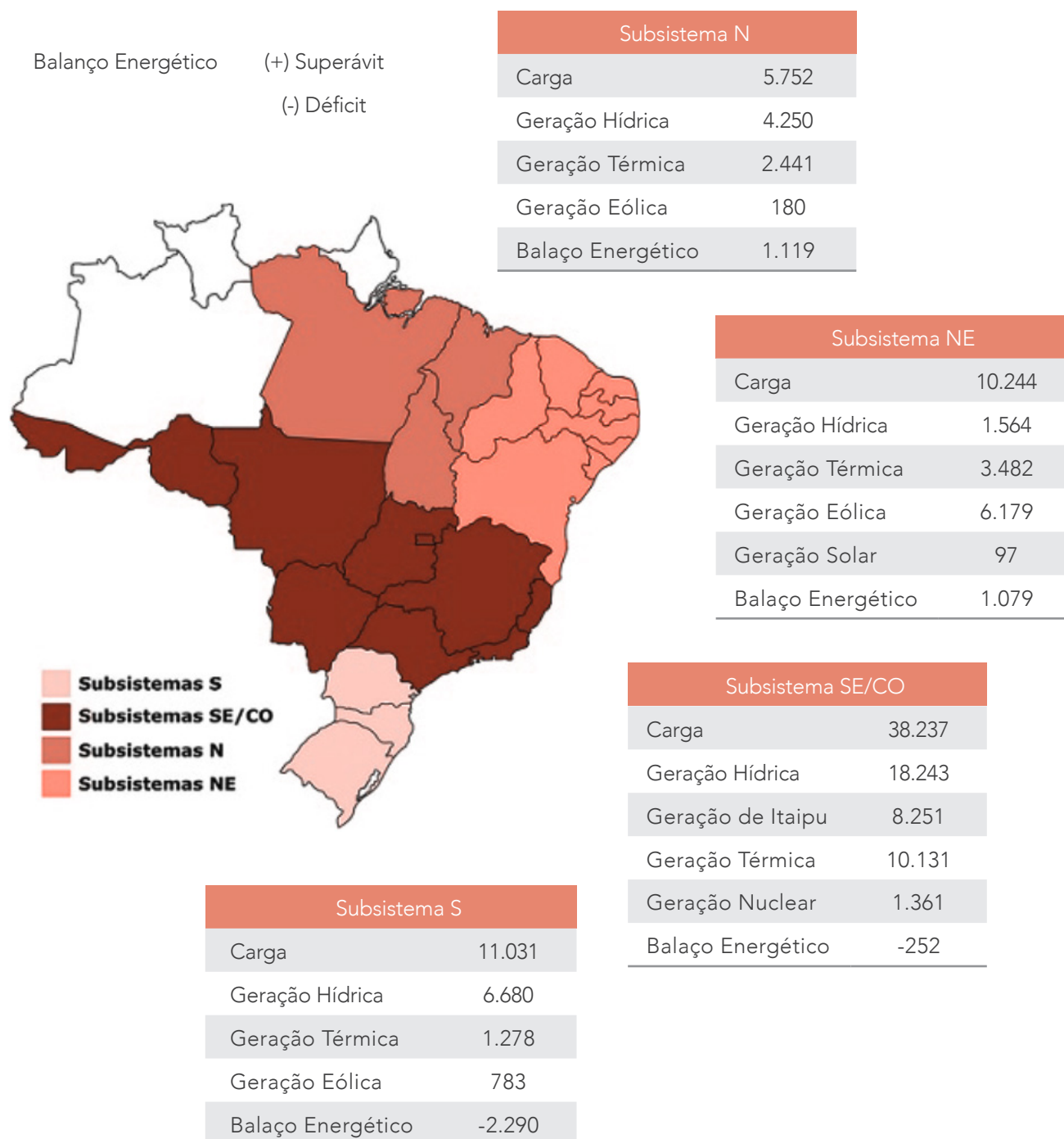
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

<sup>41</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

<sup>42</sup> O dado de maio de 2017 foi estimado com base em uma regressão linear entre geração térmica do SIN e o fator de emissão de Gases de Efeito Estufa do SIN, pois este dado ainda não havia sido divulgado pelo MCTI.

## D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.5, no mês de setembro de 2017, os subsistemas NE e N foram superavitários, tendo exportado respectivamente 1079 MWmed e 1119 MWmed, devido ao incremento da participação eólica no primeiro e hidráulica no segundo. Os

subsistemas SE/CO e S, por sua vez, foram deficitários em 252 MWmed e 2290 MWmed, respectivamente. Além disso, o S importou 318 MWmed da Argentina e Uruguai, devido à situação em que se encontram os reservatórios hídricos no SIN e à consequente diminuição da geração hidráulica.

**Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
<b>S - SE/CO</b>	-1.971,16	-215,13%	-186,81%		-625,50	2.270,79
<b>Internacional - S</b>	318,35	15,49%	-43120,27%		275,66	-0,74
<b>N - NE</b>	-112,64	-5,59%	-131,58%		-106,68	-48,64
<b>N - SE/CO</b>	1.251,00	2093,20%	202,03%		57,04	-1.226,14
<b>SE/CO - NE</b>	-966,02	-301,81%	-194,90%		-240,42	1.017,96

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## E) ESTOQUE

**Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWh)**

	set-17		set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17		set-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
<b>SE/CO</b>	49.225	24,21%	-25,55%	-39,72%		66.122	32,52%	81.654	40,16%
<b>S</b>	7.269	36,16%	-36,18%	-54,74%		11.390	56,67%	16.062	79,91%
<b>NE</b>	4.784	9,23%	-24,39%	-36,54%		6.327	12,21%	7.539	14,55%
<b>N</b>	4.919	32,70%	-36,49%	-17,69%		7.745	51,49%	5.976	39,73%
<b>SIN</b>	66.197	22,80%	-27,72%	-40,49%		91.584	31,55%	111.231	38,32%

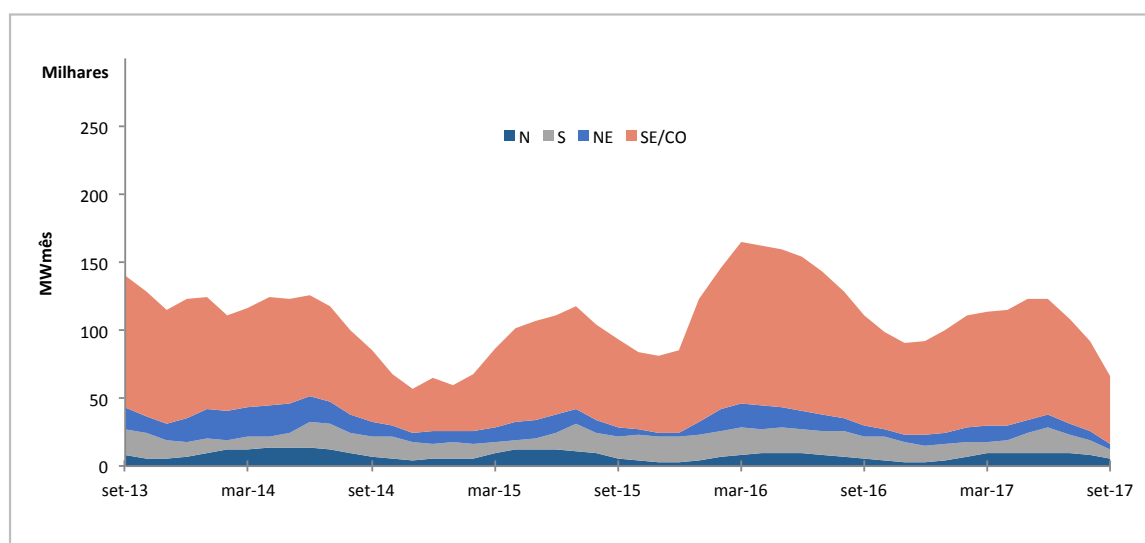
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos baixos volumes pluviométricos registrados quando comparados à MLT, a Energia Armazenada (EAR) apresentou queda considerável em todos os subsistemas na comparação com o mês anterior, conforme Tabela 5.6. As quedas registradas foram de 25,55% no SE/CO, 36,18% no S, 24,39% no NE e 36,49% no N, resultando em diminuição de 27,72% para o SIN e atingindo 22,80% da capacidade total dos reservatórios. Com os resultados observados, a situação dos reservatórios

no subsistema NE continua se agravando, chegando ao final do mês de setembro com apenas 9,23% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 40,49%. Da mesma forma que na comparação mensal, todos os subsistemas apresentaram quedas expressivas, de 39,72% no SE/CO, 54,74% no S, 36,54% no NE e 17,69% no N. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.6.

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de setembro de 2017, o CMO médio foi superior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R\$781,60/MWh foi idêntico em todos eles. Para todos os subsistemas, o aumento do custo marginal de operação

foi de 54,19% na comparação mensal, devido à maior participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 499,43% para o subsistema SE, 554,49% para o S e 474,75% para NE e N.

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

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
SE/CO	781,60	54,19%	499,43%		506,89	130,39
S	781,60	54,19%	554,49%		506,89	119,42
NE	781,60	54,19%	474,75%		506,89	135,99
N	781,60	54,19%	474,75%		506,89	135,99

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

## G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Em outubro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 185,5 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 73,8% era do tipo fotovoltaica, 12,5% térmica, 8,2% hidráulica e 5,5% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 20,8% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 11,8% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 4,41%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 184,13%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas

de crescimento foram CEMIG-D (+9,64%), a COPEL-D (+9,11%) e a CELG-D (+7,76%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+726,86%), RGE Sul (+411,16%) e Light (+384,63%).

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

Distribuidoras	out-17	out-17/set-17	out-17/out-16	Tendências 12 meses	set-17	out-16
CEMIG Distribuição S.A	38.559,88	9,64%	129,95%		35.169,27	16.768,94
Companhia Energética do Ceará	21.832,12	0,14%	180,54%		21.802,12	7.782,16
Light Serviços de Eletricidade S.A.	10.673,94	0,59%	384,63%		10.611,86	2.202,47
RGE SUL Distribuidora S.A.	10.441,24	2,63%	411,16%		10.173,52	2.042,67
Celesc Distribuição S.A.	10.296,12	0,03%	229,62%		10.293,47	3.123,68
Copel Distribuição S.A	10.096,68	9,11%	220,03%		9.253,66	3.154,96
Companhia Paulista de Força e Luz	9.465,30	6,93%	322,83%		8.851,78	2.238,55
ENERGISA Mato Grosso - Distribuidora S.A.	7.471,91	4,53%	371,68%		7.148,31	1.584,11
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.264,59	2,51%	726,86%		6.110,95	757,64
Celg Distribuição S.A.	5.907,07	7,76%	300,65%		5.481,84	1.474,36
Outras	54.473,08	3,27%	125,56%		52.746,24	24.150,57
<b>Total</b>	<b>185.481,93</b>	<b>4,41%</b>	<b>184,13%</b>		<b>177.643,02</b>	<b>65.280,11</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## H) EXPANSÃO

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

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	62	143	355	1.828	50	-	-	2.438
Biomassa	300	82	85	446	125	49	25	1.111
Solar	550	1.175	467	18	-	-	-	2.211
Hidrelétrica	611	3.472	3.235	1.833	214	48	-	9.413
PCH	65	193	215	758	181	103	50	1.565
Eólica	878	1.624	1.359	498	90	-	-	4.449
<b>Total</b>	<b>2.466</b>	<b>6.688</b>	<b>5.716</b>	<b>5.382</b>	<b>660</b>	<b>200</b>	<b>75</b>	<b>21.187</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de setembro a 16 de outubro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 8,6 MW em termelétricas a biomassa, 75,5 MW em fotovoltaicas e 253,5 MW em eólicas. Assim, o aumento da capacidade instalada desde o início do ano é de 224,8 MW para térmicas a biomassa, 283,5 MW para fotovoltaicas e 1382,7 MW para eólicas.

Conforme apresentado na Tabela 5.9, a expectativa até o final do ano é de que ainda entrem em atividade 878 MW em usinas eólicas, 550 MW em fotovoltaicas e 300 MW em termelétricas a biomassa, além de 611 MW em hidrelétricas, relativo à próxima unidade geradora de Belo Monte, cuja previsão de entrada é em 30/11.



## I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 4 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.10.

Atendendo a 968 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Amazonas, a AME aumentou em 12,68% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 25,17% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 17,13% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da AME entraram em vigor a partir de 1º de novembro. A concessionária Boa Vista Energia que atende 160,3 mil unidades consumidoras localizadas no estado de Roraima teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de

1º de novembro em 35,26% em média, sendo 35,30% para os consumidores da baixa tensão e 35,09% para os consumidores da alta tensão. A concessionária CHESP, que atende a 36 mil unidade consumidoras localizadas nos municípios goianos de Carmo do Rio Verde, Ceres, Ipiranga de Goiás, Nova Glória, Rialma, Rianópolis, Santa Isabel, São Patrício e Uruana, teve reajuste tarifário de 14,36% na alta tensão e 9,53% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 10,27% das tarifas a partir do dia 22 de novembro. Por fim, as 74 mil unidades consumidoras localizadas no município de Poços de Caldas (MG) e atendidas pela DME Distribuição, a partir do dia 22 de novembro, sofreram reajuste tarifário de 14,61% na alta tensão e 15,80% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 15,38%, como mostra a Tabela 5.10.

**Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)**

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
AME	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AM	17,1%	01/nov
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	35,3%	02/nov
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	10,3%	22/nov
DMED	DME Distribuição S/A	MG	15,4%	22/nov

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## J) LEILÕES

No dia 27 de outubro, foi publicado o edital do segundo leilão de transmissão de 2017 (Leilão nº 02/2017). A princípio, estima-se que o leilão contribua para a realização de R\$ 8,7 bilhões em investimentos e a criação de 17.868 empregos diretos. O certame será dividido em 11 lotes com empreendimentos com prazo de entrada em operação comercial variando entre 36 e 60 meses e localizados 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 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade de transformação de subestações. O leilão está incluído entre os empreendimentos do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI. O certame está previsto para ocorrer B3, em São Paulo, em 15/12/2017, às 10h.

Os Leilões de Energia Nova A-4 e A-6 estão previstos para os 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).

Ao todo, foram 1.676 empreendimentos cadastrados para o Leilão A-4 e 1.092 projetos cadastrados para o Leilão A-6. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 totalizam uma oferta de 47.965 MW de potência, sendo 55,5% proveniente de usinas eólicas, 38,3% de usinas fotovoltaicas, 4,1% de termelétricas a biomassa, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica - PCHs e 0,2% de Centrais Geradoras Elétricas – CGE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 estão majoritariamente localizados na Bahia, Piauí e Ceará. Já os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 totalizam a oferta de 53.424 MW de potência, sendo 49,9% proveniente de usinas eólicas, 40,4% de termelétricas a gás natural, 3,9% de termelétricas a biomassa, 3,5% de termelétricas a carvão, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica - PCHs e 0,4 de Hidrelétricas de maior porte – UHE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 estão majoritariamente localizados na Bahia, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro.

Além disso, os editais dos leilões de energia nova N° 04/2017 - “A-4” e N° 05/2017 - “A-6” foram discutidos em audiência pública entre 17 de outubro e 7 de novembro. Em breve, a ANEEL deve divulgar os resultados.

Por fim, a ANEEL no dia 7 de novembro determinou o ressarcimento à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dos custos incorridos na operacionalização do 2º LER (Leilão de Energia de Reserva) de 2016, previsto para ter ocorrido no dia 19 de dezembro de 2016. Apesar de o leilão ter sido cancelado, a CCEE já havia incorrido em despesas para a sua realização e então solicitou o ressarcimento à ANEEL. Com a aprovação, o custo de R\$ 386,6 mil foi incluído no edital do próximo leilão A-4, que está previsto para ocorrer no dia 18 de dezembro. Caso o citado certame não se realize, os valores serão incluídos no edital do próximo leilão de energia nova ou de reserva.

## L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

### Situação dos reservatórios em novembro

A situação dos reservatórios continuava crítica em 19 de novembro de 2017, dando indícios que o período úmido de fato ainda não havia se iniciado. A pior situação ainda era a dos reservatórios do subsistema NE, que se encontravam com um volume armazenado de apenas 4,73% de sua

capacidade. A redução observada foi de aproximadamente 2,5 pontos percentuais, em comparação com os 7,22% de 19 de outubro de 2017. Nos reservatórios do subsistema N, houve redução de 24,42% para 18,05% no mesmo período. No SE/CO a queda foi menor, reduzindo de 19,58% para 17,87%. Os reservatórios do subsistema S, no entanto, apresentaram ganho de aproximadamente 15 pontos percentuais, passando de 43,05% para 59,67%.

### Revisão das Bandeiras Tarifárias

No dia 27 de outubro, a ANEEL publicou a Nota Técnica n° 136/2017-SRG/ANEEL com o objetivo de revisar a metodologia de cálculo dos valores das bandeiras tarifárias. Atualmente, a nota técnica está em audiência pública promovida pela ANEEL, podendo receber contribuições até o dia 11 de dezembro de 2017 pelo e-mail ap061\_2017@aneel.gov.br.

Segundo a nota técnica, o valor da bandeira amarela caiu de R\$ 0,02/kWh para R\$ 0,01/kWh. A bandeira vermelha no patamar 1 se mantém em R\$ 0,03/kWh e, no patamar 2, sobe de R\$ 0,035/kWh para R\$ 0,05/kWh. Além disso, na nova metodologia de acionamentos das bandeiras, não é considerado mais apenas os Custo Marginal de Operação previsto no Programa Mensal de Operação – PMO realizado pelo ONS, mas uma análise conjunta do Preço de Liquidação das Diferenças estimado pela CCEE e o patamar de risco hidrológico previsto pelo ONS. Com base nestas duas variáveis, são definidos os PLDs gatilhos de cada uma das bandeiras conforme a fórmula abaixo, onde  $PLD_{max}$  e  $PLD_{min}$  são os limites máximo e mínimo do PLD vigente,  $GH_{PMO}$  é a geração hidrelétrica prevista no PMO no âmbito do MRE para o mês em questão e  $GF_{sazonalizado}$  é a previsão de garantia física sazonalizada dos agentes de geração do MRE. A Tabela 5.11 mostra as mudanças na metodologia de definição das bandeiras tarifárias.

$$PLD_{gatilho} = \min \left[ PLD_{max}, \max \left[ PLD_{min}, \frac{\text{valor da bandeira}}{\left(1 - \frac{GH_{PMO}}{GF_{sazonalizado}}\right)} \right] \right]$$

Esses novos valores e metodologia das bandeiras tarifárias foram adotados em esquema de urgência já no mês de novembro, dado que em outubro a bandeira aplicada foi a vermelha patamar 2 e desde então não houve melhoria significativa do patamar de risco hidrológico.

**Tabela 5.11: Metodologias de Definição das Bandeiras Tarifárias - Antiga e Proposta pela Nota Técnica nº 136/2017-SRG/ANEEL**

Até outubro de 2017			
Bandeira	Limite Inferior de CMO (R\$/MWh)	Limite Superior de CMO (R\$/MWh)	Valor da Bandeira (R\$/MWh)
Verde	–	R\$ 211,28	–
Amarela	R\$ 211,29	R\$ 422,56	R\$ 0,020
Vermelha patamar 1	R\$ 422,57	R\$ 610,00	R\$ 0,030
Vermelha patamar 2	R\$ 610,01	–	R\$ 0,035
A partir de novembro de 2017			
Bandeira	Limites (R\$/MWh)		Valor da Bandeira (R\$/MWh)
Verde	PLDmin <= PLD <= PLDgatilho-verde		–
Amarela	PLDgatilho-verde < PLD <= PLDgatilho-amarelo		R\$ 0,010
Vermelha patamar 1	PLDgatilho-amarelo < PLD <= PLDgatilho-vermelho1		R\$ 0,030
Vermelha patamar 2	PLDgatilho-vermelho1 < PLD <= PLDmax		R\$ 0,050

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

### **Volume de chuvas no SE/CO deve se manter abaixo da média até dezembro**

Por meio de nota divulgada, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) indicou que o início do período úmido, que historicamente ocorre no mês de novembro, deve acontecer mais tarde neste ano. Dessa forma, o volume de chuvas esperado para o subsistema SE/CO deve permanecer abaixo da média histórica até dezembro. Em termos de Energia Natural Afluenta (ENA), parâmetro que indica a disponibilidade hídrica do sistema, o ano de 2017 vem se mostrando o mais baixo em toda a série histórica, iniciada em 1931.

### **CMSE autoriza despacho fora da ordem de mérito**

Em face do baixo volume de água acumulado nos reservatórios e da previsão desfavorável do volume pluviométrico, o CMSE autorizou a geração de energia por termelétricas mais caras que as indicadas pelo modelo de otimização. Como o modelo se baseia no histórico hidrológico para determinar o despacho, o que vem se mostrando otimista demais neste momento, o Comitê optou por manter acionadas algumas termelétricas que seriam desligadas até que se confirme de fato o início do período úmido. A medida passou a valer na semana operativa de 4 a 10 de novembro e será reavaliada semanalmente.

### **Brasil se associa à Agência Internacional de Energia**

Através de declaração conjunta, o Brasil formalizou associação à Agência Internacional de Energia (AIE) como país não membro, se juntando à lista formada por Cingapura, China, Índia, Indonésia, Marrocos e Tailândia. A AIE, ligada à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), atua como orientadora política em assuntos energéticos e possui 29 membros. Esse tipo de associação representa uma forma da AIE reconhecer países que desempenham papel de destaque no panorama energético mundial, mas não integram a OCDE.

### **Câmara deve receber proposta de privatização da Eletrobrás ainda em 2017**

Segundo ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, a expectativa do governo é que o projeto de lei para privatização da Eletrobrás esteja na Câmara dos Deputados ainda este ano, após ser aprovado pela Casa Civil. Dada a importância do tema para o governo, o ministro espera ainda que a votação ocorra antes do fim do ano para que possa ser encaminhado ao Congresso o mais rapidamente possível.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Objeto	ANP - 14ª Rodada de Licitações	
Descrição	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.	
	Etapa	Data
	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	
Descrição	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.	
	Etapa	Data
	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	08/09/17
	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 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 31/01/2018</b>

Petróleo & Gás  
Natural

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<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 31/01/2018</b>
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
<b>Descrição</b>	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17	
Realização da rodada		07/06/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção</b>		
<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 trimestre de 2019	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos</b>		
<b>Descrição</b>	Serão ofertados 70 blocos, sendo 49 nas bacias marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos, incluindo dois blocos adjacentes a Saturno. Além disso, estão sendo oferecidos 21 nas bacias terrestres do Paraná e Parnaíba.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para a realização da rodada		24/05/17	
Realização da rodada		29/03/18	
<b>Objeto</b>	<b>ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos</b>		
<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 trimestre de 2019	



## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	-	
	Etapas		Data
	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
	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais	
Descrição	-		
Etapas		Data	
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	

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Leilão A-4/2017	
	Descrição	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
Etapas		Data	
Publicação do edital para realização do leilão		17/11/17	
Data-limite para envio dos pedidos de esclarecimentos		29/11/17	
Data-limite para publicação dos esclarecimentos		06/12/17	
Prazo de Inscrição on-line		Das 8h do dia 07/12/2017 até às 16h do dia 08/12/2017	
Data-limite para aporte das Garantias de Proposta		08/12/2017 - Até às 16h	
Distribuição de senhas de acesso ao sistema		08/12/2017 - das 9h às 16h	
Prazo para impugnação do Edital		11/12/17	
Treinamento da sistemática		11/12/17	
Simulação do Leilão		14/12/17	
Prazo para decisão sobre impugnação do Edital		15/12/17	
<b>Sessão do Leilão, via Internet</b>		<b>18/12/17</b>	
Devolução das Garantias de Proposta das VENDEDORAS que não negociaram energia no leilão		26/12/17	
Entrega na CCEE dos documentos de habilitação		19/01/18	
Resultado do julgamento de habilitação		05/03/18	
<b>Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão</b>		<b>28/03/18</b>	
Envio dos documentos de constituição da SPE		100 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017	
Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento		Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último	
Devolução das Garantias de Proposta		Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento	
Data estimada para Outorga de Autorização		25/06/18	
Data estimada para assinatura do CCEAR		Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último	
Objeto	ANEEL - Leilão A-6/2017		
Descrição	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).		
Etapas		Data	
Publicação do edital para realização do leilão		17/11/17	
Data-limite para envio dos pedidos de esclarecimentos		29/11/17	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

	Data-limite para publicação dos esclarecimentos	06/12/17
	Prazo de inscrição on-line	Das 8h do dia 07/12/2017 até às 16h do dia 08/12/2017
	Data-limite para aporte das Garantias de Proposta	08/12/2017 - Até às 16h
	Distribuição de senhas de acesso ao sistema	08/12/2017 - das 9h às 16h
	Prazo para impugnação do Edital	13/12/17
	Treinamento da sistemática	13/12/17
	Simulação do Leilão	14/12/17
	Prazo para decisão sobre impugnação do Edital	19/12/17
	<b>Sessão do Leilão, via Internet</b>	<b>20/12/17</b>
	Devolução das Garantias de Proposta das VENDEDORAS que não negociaram energia no leilão	28/12/17
	Entrega na CCEE dos documentos de habilitação	19/01/18
	Resultado do julgamento de habilitação	05/03/18
	<b>Publicação do aviso de homologação do resultado e adjudicação do objeto do Leilão</b>	<b>28/03/18</b>
	Envio dos documentos de constituição da SPE	98 dias corridos contados da data de realização do Leilão – até 28/03/2017
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação do Empreendimento ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último
	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento
	Data estimada para Outorga de Autorização	25/06/18
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-1 e A-2/2017</b>
Setor Elétrico	<b>Descrição</b>	Leilões de Energia Existente A-1 e A-2. O suprimento de energia elétrica do Leilão de Energia Existente "A-1", de 2017, terá início em 1º de janeiro de 2018 e término em 31 de dezembro de 2019. O suprimento de energia elétrica do Leilão de Energia Existente "A-2", de 2017, terá início em 1º de janeiro de 2019 e término em 31 de dezembro de 2020. A realização do Leilão de Energia Existente "A-1" deverá anteceder à realização do Leilão de Energia Existente "A-2". A compra frustrada no Leilão de Energia Existente "A-1" não será contratada no Leilão de Energia Existente "A-2".
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)	-
	Realização do leilão (previsão)	Dezembro de 2017
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva</b>
	<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>

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

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
	Data prevista para publicação do juízo de reconsideração de Recurso(s)	06/11/17
	<b>Previsão para homologação do resultado e adjudicação do objeto do LEILÃO em Reunião Pública da Diretoria da ANEEL</b>	<b>07/11/17</b>
	<b>Data para assinatura do(s) CONTRATO(S) DE CONCESSÃO</b>	<b>10/11/17</b>
	<b>Data para pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA resultante do LEILÃO</b>	<b>Até 20 dias contados da assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO</b>
Objeto	ANEEL - Leilão de Transmissão 002/2017	
<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
	<b>PUBLICAÇÃO DO EDITAL (em Português) e divulgação do resumo a que se refere o item 10.9.6 do Edital</b>	<b>27/10/17</b>
	Disponibilização do MANUAL DE INSTRUÇÃO e do MANUAL DE INSCRIÇÃO	03/11/17
	Disponibilização do Edital e respectivos Anexos nos idiomas Inglês e Espanhol	14/11/17
	Prazo para solicitação de esclarecimentos sobre o Edital (*)	17/11/17
	Prazo para solicitação de visita às instalações existentes	06/12/17
	Prazo para respostas aos esclarecimentos sobre o Edital *	01/12/17
	Prazo para realização de visita às instalações existentes	08/12/17
	<b>INSCRIÇÃO (on-line)</b> De 08 horas do dia 06/12/2017 até às 14 horas do dia 07/12/2017	<b>06 e 07/12/2017</b>
	<b>Aporte de Garantia de Proposta (on-line)</b> De 08 horas do dia 06/12/2017 até às 16 horas do dia 07/12/2017	<b>06 e 07/12/2017</b>
	Entrega na B3 S.A. das garantias que não possuem certificação digital; e entrega à ANEEL das garantias aportadas sob conta-caução; até 16 horas, conforme detalhado no MANUAL DE INSTRUÇÃO	07/12/17
	Prazo para impugnação do Edital	08/12/17
	<b>Sessão pública de realização do LEILÃO, às 10 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP</b>	<b>15/12/17</b>
	Entrega na B3 S.A. dos Documentos de Habilitação das PROPONENTES vencedoras, em duas vias	05/01/18

Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até	31/01/18
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	07/02/18
	<b>Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto</b>	<b>20/02/18</b>
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	27/02/18
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	27/02/18
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	02/03/18
	<b>Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO</b>	<b>09/03/18</b>
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 041/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória e de Outras Receitas.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	SEGUNDA FASE, PRIMEIRA ETAPA: contribuições às Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e 161/2017-SRM/ANEEL	Até 24/11/2017
	SEGUNDA FASE, SEGUNDA ETAPA: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa dessa 2ª fase da Audiência. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que ocorreu na primeira etapa), mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais participantes.	De 28/11/2017 a 11/12/2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 050/2017</b>	
<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 13/12/2017
	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 18/12/2017 a 02/02/2018
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 056/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a regulamentação da Lei Complementar nº 158/2017, que dispõe sobre o cálculo do valor adicionado de energia hidrelétrica para fins de repartição do produto da arrecadação do imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços pertencente aos municípios.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 26/11/2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 061/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	PRIMEIRA FASE: submissão da Nota Técnica nº133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL e a Análise de Impacto Regulatório (AIR) para contribuições	De 26/10/2017 a 11/12/2017
	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 12/12/2017 a 27/12/2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 062/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a regulamentação da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e dos procedimentos tarifários da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, de que tratam as minutas dos Submódulos 5.2 e 5.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 30/11/2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 063/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a aprovação do Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2018.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 30/11/2017
<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 065/2017</b>	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a definição dos montantes de potência contratada e energia vinculada de Itaipu para 2018 e cotas-partes para 2023.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 22/11/2017

Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 066/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a revisão do custo médio ponderado de capital regulatório do segmento de distribuição referente ao Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		PRIMEIRA FASE: serão recebidas contribuições sobre: (i.a) a minuta de Resolução Normativa para contribuições, conforme proposta apresentada pela Nota Técnica nº 180/2017-SRM/ANEEL; (i.b) a pertinência e coerência das escolhas e recortes adotados pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado - SRM no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC; e (i.c) a conveniência e oportunidade de se proceder ao recálculo do custo ponderado do capital a vigor exatamente no ano de 2018.	De 16/11/2017 a 15/12/2017
		Reunião presencial a ser realizada no Auditório da ANEEL (SGAN 603, módulo H, Brasília/DF), às 14h, quando serão recebidas contribuições sobre os itens acima	13/12/17
		SEGUNDA FASE: serão oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa 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 20/12/2017 a 12/01/2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 067/2017</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a atualização do valor do custo do déficit de energia.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	Até 30/11/2017
	<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 39</b>	
	<b>Descrição</b>	Estabelecimento de nova Regulamentação Específica e novo Programa de Metas para máximo nível de consumo para Refrigeradores e Congeladores.	
		<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
		Prazo limite para colaboração	27/11/17
	<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 40</b>	
<b>Descrição</b>	Estabelecimento de nova Regulamentação Específica e novo Programa de Metas para coeficientes de eficiência energética para Condicionador de Ar.		
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	27/11/17	
<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 41</b>		
<b>Descrição</b>	Estabelecimento de novo Programa de Metas para níveis máximos de perdas em Transformadores de Distribuição.		
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	27/11/17	
<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 42</b>		
<b>Descrição</b>	Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo Assunto resumido: Relatório "Levantamento de Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo". O objetivo deste Relatório é apresentar, de forma consolidada e sistematizada, questões relacionadas ao impacto da implantação do preço horário no ambiente de mercado de energia elétrica.		
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	19/12/17	







# **FGV ENERGIA**

## 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:

