

# **BOLETIM** DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

AGOSTO • 2017

08

## **EDITORIAL**

Cronos: China e as suas questões  
de segurança energética

## **OPINIÃO**

**Charles Tang**

Investimentos chineses no setor energético  
brasileiro: Oportunidades para o Brasil

## **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

## **EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Pesquisa*

Felipe Gonçalves

*Pesquisadores*

André Lawson

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Fernanda Delgado de Jesus

Julia Febraro F. G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

*Superintendente de Relações Institucionais e  
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

## **PRODUÇÃO**

*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

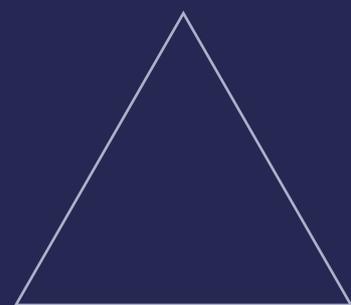
*Execução*

Raquel Dias de Oliveira

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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



# SUMÁRIO

▷ <b>Opinião</b>	
Investimentos chineses no setor energético brasileiro: Oportunidades para o Brasil.....	04
▷ <b>Editorial</b>	
Cronos: China e as suas questões de segurança energética.....	08
▷ <b>Petróleo.....</b>	18
Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	18
Derivados do Petróleo .....	23
▷ <b>Gás Natural .....</b>	27
Produção, Importação e Consumo .....	27
Preços .....	30
O Futuro .....	32
▷ <b>Biocombustíveis .....</b>	33
Produção.....	33
Preços .....	36
Consumo.....	37
Importação e Exportação de etanol .....	38
▷ <b>Setor Elétrico .....</b>	40
Disponibilidade.....	40
Demanda .....	42
Oferta.....	44
Balanzo Energético.....	45
Estoque.....	46
Custo Marginal de Operação – CMO.....	47
Micro e Minigeração Distribuída.....	47
Expansão .....	48
Tarifas de Energia Elétrica .....	48
Leilões.....	49
Notícias Relevantes do Setor Elétrico.....	50
▷ <b>Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas .....</b>	51



## OPINIÃO

# INVESTIMENTOS CHINESES NO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO: OPORTUNIDADES PARA O BRASIL\*

*Charles Tang*  
Presidente da Câmara de Comércio e  
Indústria Brasil China

O momento político e econômico atual do Brasil gera muitas incertezas, tanto para empresas estrangeiras como para as nacionais que desejam investir no país. Todavia, com uma visão mais estratégica, acreditando que a turbulência atual que afeta esse grande país que possui

tanta riqueza seja passageira, as empresas chinesas têm sido atraídas por oportunidades de investimentos em importantes ativos com preços atrativos.

A crise brasileira abriu oportunidades para investimentos na infraestrutura brasileira, que era outrora dominada pelas empreiteiras de grande porte do Brasil.

A China é, hoje em dia, o único país do mundo que reúne a disponibilidade financeira e a disposição de investir no risco Brasil atual. Além de trazer capital para o Brasil, esses investimentos criam emprego e geram riqueza, ajudando a manter a atividade econômica que atualmente necessita de reforço. A existência de infraestrutura eficiente é condição *sine qua non* para a evolução econômica de um país.

O setor energético é o que mais recebeu investimentos chineses até o momento. Em pouco mais de dois anos, a *China Three Gorges* comprou duas hidroelétricas da construtora Triunfo. Os recursos advindos dessas vendas em muito ajudaram a situação financeira da

empresa vendedora neste momento de dificuldades. Em seguida, a empresa chinesa comprou as hidroelétricas de Ilha Solteira e Japuri, seguida pela compra da *Duke Energy* do Brasil. O total investido soma cerca de US\$ 10 bilhões.

A *China State Grid* foi a primeira grande empresa chinesa de energia que se instalou no Brasil. A CSG iniciou suas atividades no Brasil comprando algumas empresas de transmissão, várias de grupos espanhóis. A CSG também venceu licitação para construir milhares de quilômetros de linhas oriundas de Belo Monte para o Sudeste. Sua mais recente aquisição foi a gigante elétrica CPFL.

No Brasil, essas duas empresas chinesas são bastante conhecidas pelos investimentos maciços que realizaram no país em um curto espaço de tempo. Todavia, há várias outras gigantes chinesas de energia que querem vir ao Brasil.

Em breve, outra estatal chinesa que têm ativos no Brasil também se tornará conhecida no país porque está negociando a compra de uma hidroelétrica, cujo investimento irá superar a marca dos R\$ 10 bilhões. A *Shanghai Electric* também começa a fazer a sua presença no Brasil conhecida com a negociação de compra da concessão do Lote A da Eletrosul. Este projeto demandará cerca de US\$ 1 bilhão em investimentos, abrangendo por volta de 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, que são essenciais para o desenvolvimento do Estado do Rio Grande do Sul.

Uma outra grande estatal chinesa solicitou auxílio da nossa Câmara de Comércio para promover, junto à ANEEL, a realização de leilões de energia derivada de resíduos. A possibilidade de implantar usinas termoelétricas de resíduos ajudaria também a resolver os problemas dos lixões e aterros sanitários que afligem os municípios brasileiros.

Além disso, várias outras gigantes chinesas, que ainda não se fizeram presentes no Brasil, têm interesse em vir se implantar no país, criando oportunidades para construtoras brasileiras neste momento pós Operação Lava Jato. O Presidente da segunda maior geradora

de energia elétrica da China veio ao Brasil com uma equipe, a convite da nossa Câmara de Comércio, para inspecionar uma hidroelétrica e um projeto de termoelétrica movido a GLN. Nossa Câmara também trouxe ao Brasil uma missão de fundo de investimentos para analisar projetos de termoelétricas a GLN.

Uma empresa estatal geradora da China pediu nossa ajuda para localizar um investimento para gerar cerca de 700 MW de energia eólica. Outra gigante chinesa de energia já está investindo em saneamento no Brasil.

Mas não é só a geração e a transmissão que os chineses estão mirando no Brasil. Uma empresa chinesa vai fabricar subestações inteligentes em Sorocaba. A *Goldwind* e a *Sinovel* estão com projetos para fabricar aerogeradores eólicos no Brasil. A *BYD* e a *Canadian Solar* estão fabricando placas solares nesse país de sol abundante.

Estamos trazendo uma fábrica de fios e cabos elétricos para investir em uma fábrica brasileira, uma vez que parte significativa da transmissão brasileira recebe investimentos chineses. A *CHINT* procura fabricar componentes elétricos. Além disso, uma gigante fabricante de equipamentos de energia solar poderá vir a investir na montagem de placas solares. Outras empresas estudam montar e fabricar conversores e inversores de energia solar no Brasil.

Além dessas, não podemos esquecer da *China National Nuclear Company*, que já conseguiu contratar duas usinas nucleares com a Argentina.

Estes investimentos podem dar nova vida às empreiteiras que conseguirem sobreviver à Operação Lava Jato e outras que viram suas obras esvaírem-se na atual crise do país. Importantíssimo é a retomada da geração de empregos em toda a cadeia que serve estas obras de infraestrutura.

O que leva a China a investir no mundo todo é seu ensejo em expandir seus mercados e exportar seus equipamentos e serviços, produtos do excesso de capacidade que possui na produção de quase todos os bens industriais. A China também necessita de acesso a recursos estratégicos para o seu desenvolvimento sustentado.

Além disso, a China inovou no desenvolvimento de relações internacionais com os diversos povos do mundo. O rastro chinês é de desenvolvimento e de prosperidade, em um relacionamento de ganha-ganha com os países com quem interage. A China deseja lucrar com suas exportações de bens e serviços, como também com seus financiamentos, mas também ajuda os países hospedeiros a prosperarem. Nações ricas consomem mais produtos chineses.

Foi assim que a China transformou a África em um continente de esperança após tantas décadas em que permaneceu como um continente perdido, com as suas riquezas sugadas pelos seus mestres coloniais de outrora. E também foi por esta razão que o “quintal americano” definido pela doutrina de Monroe como a América Latina e o Caribe, está plantando um jardim chinês.

Uma outra iniciativa visionária e de extrema ousadia do governo do Presidente Xi Jinping é a *Road & Bridge*, de conectar a China com a Europa pela rota da seda que Marco Polo utilizou para chegar à China. Consistirá de ferrovias por via terrestre e marítima onde serão construídos portos e outras obras de infraestrutura que vão demandar quase 1 trilhão de dólares de investimentos. Este investimento maciço enriquecerá

cerca de 65 países na rota e ao redor. Também irá tirar muitos desses países de seu isolamento geográfico.

Estamos vendo a transformação da liderança e da governança mundial ocorrendo neste momento diante dos nossos olhos. Esta conquista de liderança global se deve às iniciativas, já descritas como visionárias e ousadas, e também devido à retração dos EUA no cenário internacional, como efeito do governo Trump. Como resultado, a China desponta como o país que continuará a carregar a bandeira do livre comércio mundial e do acordo climático de Paris.

O sistema financeiro mundial, estabelecido pelos países vitoriosos da segunda grande guerra em 1944 no Bretton Woods, é controlado por esses países que se tornaram os maiores devedores do mundo (excluída a Alemanha). Aos maiores credores do mundo, como a China, Rússia, Brasil e outros, nunca fora antes permitida voz significativa dentro desses organismos financeiros mundiais. Com o estabelecimento do Novo Banco de Desenvolvimento do BRICS e do Banco de Investimentos de Infraestrutura Asiático, a China e seus aliados estabeleceram seu próprio sistema financeiro mundial, que em muito ajudará o desenvolvimento de infraestrutura dos países emergentes.



Charles A. Tang é Presidente da Câmara de Comércio e Indústria Brasil China - CCIBC e da Câmara Paraguay China - CPCIC. Foi membro do *World Policy Institute*, em Nova York, e do Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial, em São Paulo.

Presidente Honorário da Câmara de Comércio Internacional de Beijing; Conselheiro Internacional do governo de Wuhan; Conselheiro Econômico dos governos de Jilin City, Huludao e de Huainan; Conselheiro da Associação de Amizade com Países Estrangeiros do Governo de Jiangxi e do subconselho do CCPIT do governo de Nanning. É Conselheiro do Comitê de Comércio Exterior da Fecomercio de São Paulo e diretor da Federação das Câmaras de Comércio Exterior. Foi Presidente da Federação de Polo do Rio de Janeiro e membro das Associações de Polo dos EUA e

do Reino Unido. Foi membro do YPO e do WPO.

Contribuiu com vários artigos para diversos periódicos como *Folha de São Paulo*, *The Economist*, *Estado de São Paulo*, *O Globo*, *International Finance News*, jornal econômico do *Diário do Povo*, *International Business Daily* e *China Daily*. Comentarista do CGTN, da TV Central da China.

Em Maio de 2013 lançou seu livro "Aliança Brasil China – Uma Estratégia Para A Prosperidade", publicado pela Editora Aduaneiras no Brasil. Na segunda edição, o livro se intitulou: "Brasil e China – Modelos de Prosperidade Econômica?"

Bacharel pela Universidade de Cornell dos EUA, completou curso de direito na Universidade Estacio de Sá, onde foi Professor Assistente de Desenvolvimento Econômico. Completou curso de doutorado no Paris V, Sorbonne, na França.

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



## EDITORIAL

# CRONOS: CHINA E AS SUAS QUESTÕES DE SEGURANÇA ENERGÉTICA

Jonhston (Romana, 2016)<sup>1</sup>, afirma que cultura estratégica é o conjunto de comportamentos que emanam de experiências comuns e das narrativas que modelam a identidade coletiva e as relações com outros povos, comportamentos esses que determinam os fins para alcançar objetivos de segurança. Numa aproximação à cultura estratégica chinesa, esta explica a preocupação destes com a segurança nacional, que constitui um

dos elementos de continuidade de tempos dinásticos (dada a dimensão de tempo para os chineses, uma vez que se trata de uma civilização milenar, chama-se de um comportamento Cronos, segundo Romana (2016). A China adquiriu uma larga experiência em lidar com ameaças vindas dos “bárbaros”, o que marcou até o presente a sua cultura estratégica, como é visível na manutenção ao longo dos séculos da “obsessão” pela estabilidade interna e por um jogo de política externa caracterizado pela exploração de contradições expostas pelos seus oponentes (Romana, 2016).

Adicionalmente, desde a crise de 2008 a China atingiu novos patamares de crescimento econômico, saindo de aproximadamente 10% ao ano, para cerca de 7% ao ano desde então (enquanto a média mundial tem sido de 2,2% ao ano) (Nuñez, 2017<sup>2</sup>). O modelo de desenvolvimento chinês está calcado no favorecimento da competição entre as empresas, na recepção ao

<sup>1</sup> <https://revista.egn.mar.mil.br/index.php/revistadaegn/article/view/211>

<sup>2</sup> Nuñez, Tarson. As mudanças políticas na China contemporânea e seu impacto global. Panorama Internacional, Volume 2, nº 3, 2017.

investimento estrangeiro e combina essas características com uma forte intervenção estatal e planejamento estratégico de longo prazo.

Dessa forma, garantir o cumprimento de seu planejamento estratégico e a segurança de sua população está na ordem do dia do governo chinês. A partir disso deriva-se que o conjunto de iniciativas que a China tem tomado, sejam de cunho econômico ou geopolítico, operam no sentido de fortalecer sua posição. Seja fortalecendo a conversibilidade de sua moeda, seja na nova “Rota da Seda” ou com uma nova Lei de Segurança Nacional. Esta nova lei de Segurança Nacional, de 2015, afirma que, entre outras questões, a proteção dos canais através dos quais a China obtém suas fontes de energia são estratégicas para a segurança do país e, portanto, devem ser protegidas. Os recursos energéticos são uma prioridade muito importante para a China, determinando a política externa e os investimentos de Pequim. Questões energéticas, desafios internos e externos, de uma maneira ou de outra, influenciam as questões políticas relacionadas, uma vez que a China é o 3º maior país do mundo em extensão territorial, possuindo uma população de 1.379 bilhões em 2016<sup>3</sup> – a maior população mundial, e é o maior consumidor de energia do mundo, respondendo por 23% do consumo global de energia em 2016<sup>4</sup>. Deve-se destacar a grande participação da indústria pesada na economia chinesa (que demanda muita energia).

Isto posto, este artigo objetiva um *overview* das ações chinesas de segurança energética ao longo dos

últimos anos, em especial petróleo e gás natural. Em boa medida, entender as intenções chinesas e sua vulnerabilidade energética, assim como seu papel no cenário macroeconômico mundial, permite identificar e analisar suas margens de ação real em relação à importação e produção, visando relacionar preços e participação de mercado.

A matriz energética é toda energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos, é uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região.

Segundo dados da IEA (Agência Internacional de Energia)<sup>5</sup>, as variações de PIB (Produto Interno Bruto) estão intrinsecamente relacionadas com a demanda energética em alguns países. A necessidade de desenvolvimento de infraestrutura na China depende fortemente dos setores intensivos em energia. De 2000 a 2014, a alteração do PIB da China foi da ordem de mais de 250%; e a demanda energética cresceu mais de 150%. O país é o maior influenciador de tendências globais de crescimento de consumo de energia desde 2000 e essa tendência seguirá até 2020, quando deve ser ultrapassada pela Índia.

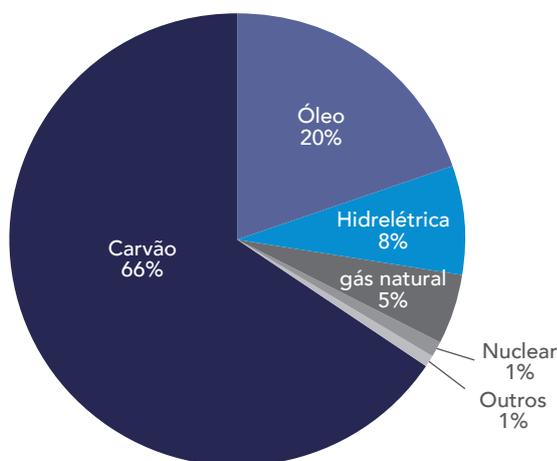
Na teoria dos recursos naturais, utiliza-se, primeiramente, o recurso mais abundante, e, por conseguinte, mais barato. Por isso a China insiste em uma matriz energética focada em carvão. Pela Figura 1 podemos observar a matriz chinesa com forte participação do carvão, seguida pela participação do óleo bruto e geração hidrelétrica.

<sup>3</sup> <http://data.worldbank.org/indicador/SP.POP.TOTL>

<sup>4</sup> BP Statistical Review, 2016.

<sup>5</sup> World Energy Outlook 2016, IEA.

Figura 1: Consumo total de energia primária por tipo de combustível, 2014



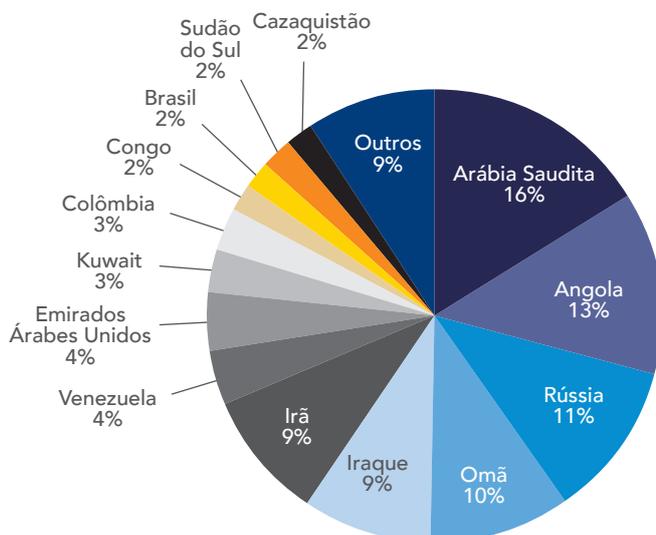
Fonte: *World Energy Outlook 2016*, IEA.

De acordo com dados da IEA (2016)<sup>6</sup>, a matriz energética chinesa tem evoluído com o declínio da participação do carvão, que foi de 66% em 2014 e está projetada para chegar a 42% em 2035; com o aumento da participação do gás natural, mais que duplicando para 11% da matriz energética (Figura 1) em 2035; e com o aumento da participação de óleo cru de 20% para 22%. As energias renováveis estão aumentando sua participação consideravelmente (crescimento de 695%), assim como a nuclear e hidroelétrica, com crescimento de 644% e 38%, respectivamente. Graças a esse expressivo aumento da geração nuclear, a China responderá, em 2035, por 31% de toda a geração nuclear do mundo.

Em 2016, a China produziu 4,0MMbbl/d de óleo cru e consumiu 12,3MMbbl/d (os EUA produzem 12MMbbl/d e consomem 19,6MMbbl/d) o que a coloca como segundo maior consumidor mundial. Suas reservas estão na ordem de 25Bbbl, equivalente a 1,5% das reservas mundiais (a reserva de óleo norte-americana é de 48Bbbl, e da Arábia Saudita 266Bbbl) apenas. Pela Figura 2 pode-se observar que a China importa 6 MMbbl/d (o Brasil produz 2,6 MMbbl/d, para termos uma ordem de grandeza), de óleo cru de países como a Arábia Saudita, Angola, Rússia, Oman e Iraque, ou seja, de países com fortes indicativos conflituosos e instabilidade político-econômico.

<sup>6</sup> *Ibid.*

Figura 2: Importações de óleo cru da China por origem, 2014



Fonte: World Energy Outlook 2016, IEA.

Os 11% importados da Rússia são o terceiro maior percentual de óleo importado pela China (depois da Angola e da Arábia Saudita), o que demonstra a vulnerabilidade chinesa em relação ao cru russo. Adicionalmente, como veremos a seguir, a China possui vários acordos comerciais e de cooperação com a Rússia, principalmente sobre a construção de gasodutos. Vale destacar que qualquer vulnerabilidade à Rússia expõe sobremaneira o importador – vide ameaças de corte de fornecimento de gás natural durante o inverno na Ucrânia em 2014 e 2015<sup>7</sup>.

Com relação ao gás natural, recentes descobertas de reservatórios fizeram com que vários projetos de Gás Natural Liquefeito (GNL) começassem a despontar pelo mundo – na América do Norte, Austrália, África e Oriente Médio – que contribuirão para o aumento de mais de 80 milhões de BTUS disponíveis para o mundo a partir de 2018. Como consequência do excesso de GNL no mercado, vem ocorrendo a queda do preço do energético, que já havia alcançado US\$ 8/milhão de

BTU em 2016, em comparação com patamares de US\$ 20/milhão BTU em 2012-2013.

Aproveitando-se da queda dos preços, a China vem aumentando suas importações de GNL, como parte dos esforços para diversificar sua matriz energética predominada pelo carvão. De acordo com Petronoticias (2017)<sup>8</sup>, entre janeiro e junho de 2017, as importações chinesas de GNL aumentaram 38,3% em termos anuais para 15,89 milhões de toneladas no primeiro semestre. A taxa de crescimento é superior à de 21,2% registradas no mesmo período do ano passado e, segundo projeções da IEA (2016)<sup>9</sup>, a tendência é que o volume de GNL importado pelo país asiático continue crescendo nas próximas décadas.

Além da redução de barreiras políticas para a entrada de GNL dos Estados Unidos no mercado chinês, o governo também está tomando medidas para encorajar as importações e explorar o potencial doméstico de produção de gás de xisto. Dentre os esforços

<sup>7</sup> <https://oglobo.globo.com/mundo/russia-cumpre-ameaca-corta-fornecimento-de-gas-ucrania-12876228>

<sup>8</sup> <https://www.petronoticias.com.br/archives/101118>

<sup>9</sup> World Energy Outlook 2016, IEA.

empenhados pelo governo chinês está a expansão das redes de gasodutos para 104 mil km até 2020 e 163 mil km em 2025, ano em que todas as cidades chinesas com mais de meio milhão de moradores já terão acesso ao gás. No que tange à energia renovável, o consumo chinês ainda é inexpressivo, mas o país investiu, em 2015, 103 bilhões de dólares nesse setor, o que demonstra preocupação com a transição energética.

Pelo exposto e analisado até agora, a China continuará a ser o maior importador de energia do mundo. Sua produção de combustíveis fósseis continuará aumentando: gás natural (+ 146%) e carvão (+ 1%), compensando as quedas na produção de óleo cru (-13%). Em 2035, a China será o segundo maior produtor de gás de xisto, atrás apenas dos EUA, 12,4 bilhões de barris/ dia 2035. A taxa de dependência de energia importada aumentará ainda de 16% em 2015 para 21% em 2035. A dependência de óleo importado crescerá de 61% em 2015 para 79% em 2035. E a de gás aumentará de 30% para 40% em 2035 (IEA, 2016)<sup>10</sup>.

Enfim, a produção de energia na China deve aumentar em 38%, enquanto o consumo crescerá 47% entre 2015 e 2035, segundo o IEA (2016)<sup>11</sup>.

## AS QUESTÕES DE SEGURANÇA ENERGÉTICA

Segurança energética é um estado que deixa vulneráveis os países importadores expostos a acontecimentos internacionais. O consumo de energia na China cresceu apenas 1,3% em 2016. O crescimento em 2015 e 2016 foi o menor em dois anos desde 1997-1998. Apesar disso, a China continuou sendo o maior mercado mundial de

energia pelo décimo segundo ano consecutivo. Devido à alta necessidade chinesa por energia, o Presidente Xi Jinping se comprometeu a investir 250 bilhões de dólares em projetos de abastecimento energético apenas na América Latina e no Caribe, sem mencionar nas demais regiões do mundo. Dentre todos os projetos chineses no mundo, alguns se destacam:

- **Venezuela:** mais de 56 bilhões de dólares em projetos de estradas de ferro, moradias e projetos de geração de energia elétrica. A China compra, da Venezuela, aproximadamente 4% do seu consumo de óleo cru. Além disso, o país asiático apoia o governo ditatorial do presidente Nicolas Maduro. Nesse momento de instabilidade política da Venezuela, cumpre destacar o papel próximo do governo chinês junto ao que é, comprovadamente, a maior reserva de hidrocarbonetos do mundo.
- **Nicarágua:** 90 bilhões de dólares para construção do Canal da Nicarágua (Figura 3), à guisa do Canal do Panamá. Os Estados Unidos têm acesso ao Atlântico e ao Pacífico, ou seja, dominam os dois principais oceanos. Há um forte interesse chinês em ter acesso aos dois oceanos para garantir segurança energética e estabelecer sua presença no Oceano Pacífico. Esses navios, hoje, navegam pelo canal do Panamá que, mesmo sendo considerado águas internacionais, são águas patrulhadas por panamenhos e americanos, o que expõe a China a qualquer turbulência com Washington. O canal terá 260 km de extensão e calado suficiente para a passagem de navios militares chineses. Porém, a construção do canal demandará a realocação de 27.000 pessoas de uma região que é fortemente contrária à sua construção.

<sup>10</sup> *Ibid.*

<sup>11</sup> *Ibid.*

Figura 3: Overview do Canal da Nicarágua



Fonte: *The Guardian* (2016)<sup>12</sup>

- **Peru:** 50 bilhões de dólares em investimentos de infraestrutura incluindo uma estrada de ferro ligando a Amazônia ao Peru.
- **Brasil:** o banco de desenvolvimento da China está financiando projetos de interconexão de *pipelines* de gás no Sul e no norte do país para a Sinopec. A Lei de Segurança Nacional, que defende a proteção dos canais estratégicos pelos quais a China obtém suas fontes de energia, respaldou a participação da China no pré-sal brasileiro, independente dos custos de exploração e entrada nas rodadas. As estatais CNPC e CNOOC respondem por 10% cada um dos consórcios formados para exploração da área de Libra, cujo início da produção está previsto para setembro. Adicionalmente, as empresas se mostram otimistas com a melhora no ambiente de negócios do Brasil e demonstram interesse nas próximas rodadas de campos do pré-sal (Valor Econômico, 2017<sup>13</sup>).
- **Síria:** a bacia do Mediterrâneo oriental, onde estão Síria, Israel e Líbano tem uma das maiores reservas de gás natural do mundo. A Síria é um dos países mais estratégicos da região, pois é porta de saída da Ásia para a Europa e via de acesso ao Cáucaso e aos mares Negro e Cáspio, territórios também com enormes reservas de gás. Em 2013, o governo sírio assinou um acordo com o Irã e o Iraque para a construção do gasoduto Irã-Iraque-Síria, projeto que torna a Síria um grande centro de armazenamento e distribuição de gás no Oriente Médio e que, por sua vez, favorece os interesses de Rússia e China (ABEGAS, 2015<sup>14</sup>). O interesse chinês advém do fato de comprarem GNL do Qatar, hoje o maior exportador mundial, e estes

<sup>12</sup> <https://www.theguardian.com/world/2016/nov/24/nicaragua-canal-interoceanic-preparations>

<sup>13</sup> <http://www.valor.com.br/empresas/5071324/cnooc-estuda-ampliar-negocios-no-pais-e-elogia-novo-marco-regulatorio>

<sup>14</sup> <http://www.abegas.org.br/Site/?p=52789>

se encontrarem no meio de uma guerra relacionada ao acesso ao território sírio para escoamento de gás natural<sup>15</sup>. Essa guerra, que tem apoio norte-americano pelo lado da Síria, tem como objetivo estratégico paralisar a Rússia e a China e romper qualquer contrapólo euroasiático de poder. No sentido estrito, quem controla a Síria poderia controlar o Oriente Médio. E da Síria, porta de entrada para a Ásia, controla-se a entrada para a Rússia, bem como para a China através da Estrada da Seda.

- **Spratly Islands:** ilhas localizadas próximas a Taiwan, Filipinas, Malásia e Vietnã, países que estão em

constantes conflitos e lutando por independência. A China demandou a soberania das ilhas, ricas em recursos energéticos. As *Spratly Islands* (Figura 4) pertencem ao chamado Colar de Pérolas, localizado no Mar do Sul, e possuem extrema importância estratégica para a China devido ao seu posicionamento estratégico como área de passagem. O país busca uma posição de hegemonia na região por meio de maior participação militar de modo a garantir o direito de passagem dos navios que abastecem o país com combustíveis e são garantidores de maior segurança energética para o gigante asiático.

Figura 4: Áreas de disputa no Mar do Sul da China



Fonte: *The Australian* (2015)<sup>16</sup>

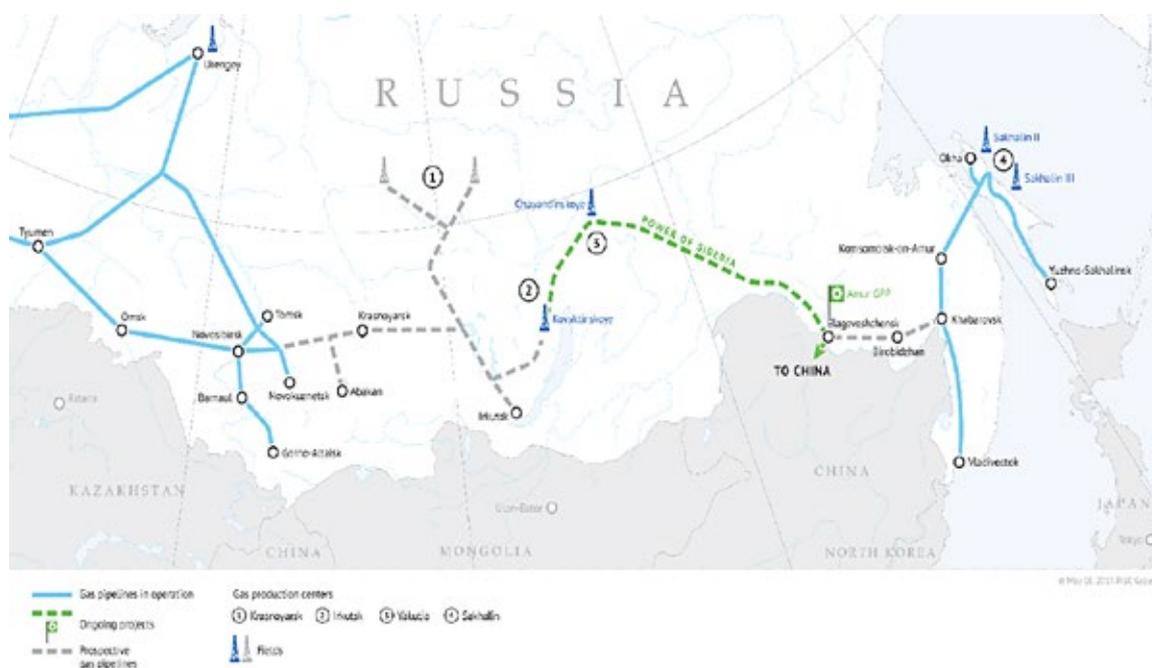
<sup>15</sup> Desde 2011, quando houve um ataque em grande escala da Arábia Saudita e do Qatar contra o governo do presidente sírio Bashar al-Assad.

<sup>16</sup> <http://www.theaustralian.com.au/news/world/us-keeps-hard-line-on-chinas-spratly-islands-territory-claim/news-story/9e1e657409928dec7d038908f63755a5>

- **Rússia:** em maio de 2014 a Rússia assinou um inédito acordo de 30 anos com a China para abastecimento através de um gasoduto. A construção iniciou-se em setembro de 2014 e encontra-se em um momento-chave para que o calendário seja rigorosamente seguido para o início das atividades em 2019. Este gasoduto é parte do acordo energético de 400 bilhões de dólares entre os dois países. Segundo o chefe executivo da

Gazprom, o gasoduto chamado *Power of Siberia* entrará em atividade em 20 de dezembro de 2019, e Pequim e Moscou já estão negociando um segundo gasoduto (RadioFreeEurope, 2017<sup>17</sup>). Como resultado do estável crescimento da cooperação energética entre os dois países, a Rússia passará a ocupar a posição de maior fornecedor de gás natural para a China (*Pipeline Technology Journal*, 2017<sup>18</sup>) (Figura 5).

Figura 5: Gasodutos existentes e em construção entre a Rússia e a China



Fonte: Gazprom, 2017<sup>19</sup>.

- **Estreito de Malacca:** o crescimento econômico da China depende dos mares, tanto para receber energia como outras matérias-primas, bem como para o transporte de produtos acabados para os EUA, Europa, entre outros destinos. Esses navios devem passar pelo Estreito de Malacca, situado entre Malásia, Cingapura

e Indonésia, ligando os oceanos Índico e Pacífico. Qualquer sinalização de intenção de bloquear o Estreito de Malacca significa um bloqueio à ação econômica e militar chinesa. Portanto, um bloqueio deste Estreito irá impor crises de energia e comércio à China (por esse estreito passa 80% do óleo cru que abastece a China).

<sup>17</sup> <https://www.rferl.org/a/russia-gazprom-start-supplying-gas-china-power-siberia-pipeline-december-2019/28596838.html>  
<sup>18</sup> <https://www.pipeline-journal.net/news/russia-plans-second-pipeline-china-and-wants-start-first-gas-supplies-2018>  
<sup>19</sup> <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ykv/>

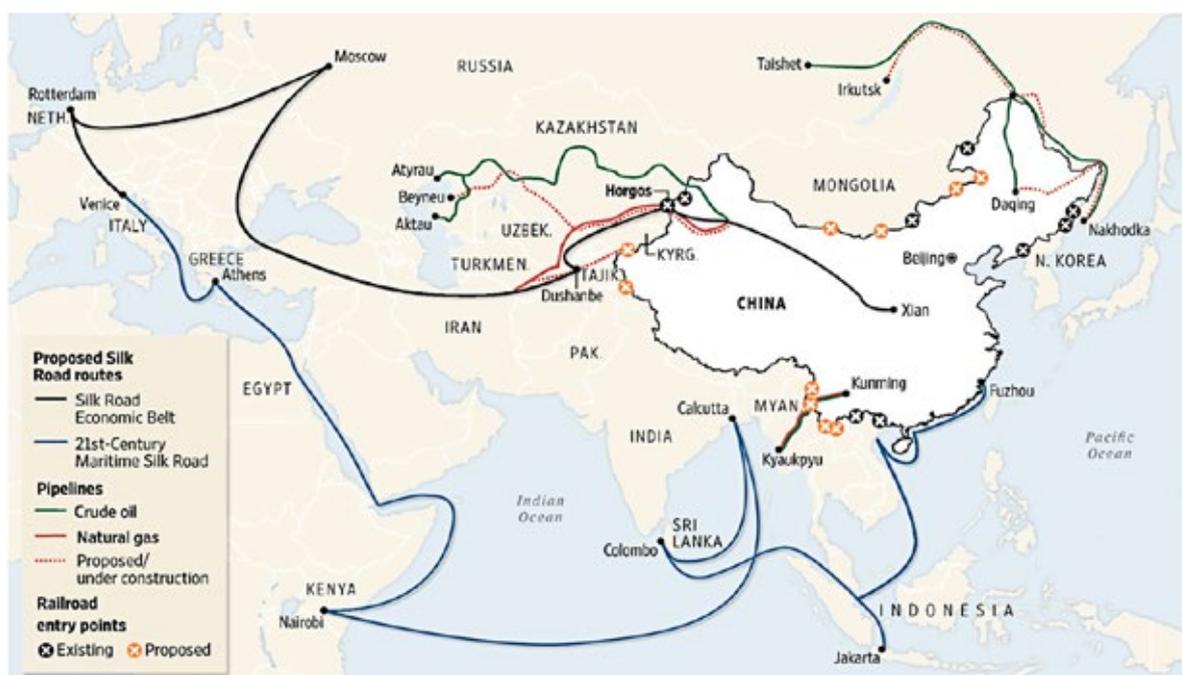
Por tal, a China tem pressionado para completar o porto Gwadar no Paquistão e construir o Corredor Econômico China-Paquistão (CPEC), permitindo que ele seja conectado por terra a um porto do Oceano Índico. Gwadar e CPEC permitem que a China contorne o Estreito de Malacca, que pode ser bloqueado por esquadras rivais em caso de conflito, denominado “Dilema de Malacca”. No entanto, a atitude da China em relação a sua vizinhança torna-se cada vez mais assertiva nos últimos anos, sinalizando o surgimento de uma potencial hegemonia regional.

O presidente Xi Jinping, resolveu superar esse dilema investindo na iniciativa *One Belt, One Road*, construindo portos nos países do Oceano Índico, Myanmar, Paquistão, Sri Lanka e Maldivas. Adicionalmente, a marinha chinesa rotineiramente se estabelece no Oceano Índico e em outros lugares da região, sinalizando a intenção da China de salvaguardar seus envios.

- **Nova Rota da Seda:** apesar dos esforços empenhados para que a China garanta maior controle sobre o Mar do Sul, o país tem buscado investir e desenvolver projetos em outras áreas do globo de modo a reduzir a dependência do petróleo importado. Um de seus principais projetos é a “nova rota da seda”, um investimento de mais de 890 bilhões de dólares e presente em 60 países, com o objetivo de integrar China, Europa e África visando o livre comércio entre eles (Figura 6), recriando o corredor econômico que uniu Oriente e Ocidente.

O projeto, tido como o maior projeto econômico desde a União Europeia, prevê a construção de novas infraestruturas que favoreçam a conectividade e o comércio. Apesar das críticas, o presidente Xi Jinping assegurou que a China não tem intenção de interferir nos assuntos de outros países, ou exportar seu sistema social ou de impor sua vontade.

Figura 6: Nova Rota da Seda



Fonte: World Economic Forum, 2016<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> <https://www.weforum.org/agenda/2016/06/why-china-is-building-a-new-silk-road/>

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Depreende-se que os, praticamente ilimitados investimentos chineses, relacionados as questões de segurança energética, refletem a necessidade de expandir mercados e exportar equipamentos e serviços, excedentes produtivos da capacidade industrial chinesa. A partir da máxima de que segurança nunca é um estado permanente, a China expande sua área de influência no mundo ao mesmo tempo que leva desenvolvimento e gera empregos às populações locais.

Adicionalmente, a política energética chinesa demonstra o difícil processo de transição energética entre a China e o restante do mundo, entre segurança energética e

mudança climática. Como visto, nas próximas décadas, a China passará a ser o maior consumidor de petróleo no mundo. A demanda crescente por gás também será com algum nível de importação. Esta situação de insegurança energética da China com o aumento da dependência externa para o suprimento de energia será acompanhada por um forte aumento das suas emissões (Souza, 2017) .

Além disso, a China tem inovado no campo das relações internacionais com países parceiros e afetos, tirando-os muitas vezes de seu isolamento geográfico, inclusive com o fornecimento de fontes de financiamento, entendendo que nações prósperas importam mais, e importam produtos chineses.

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



# PETRÓLEO

Júlia Febraro/Fernanda Delgado

## A) PETRÓLEO

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

O mês de junho de 2017 apresentou produção diária de 2,67 milhões de barris (MMbbl/d), o que representou uma queda de 2,44% com relação à produção de abril. Por outro lado, na comparação anual, a produção aumentou neste mês de

junho, ficando 4,5% acima da produção de 2016 para esse mês, que havia sido de 2,55 MMbbl/d. (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, 95,3% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 8.220 poços, sendo 744 marítimos e 7.476 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94,1% do total de óleo e gás natural.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16
Produção	80.243.085	-2,44%	4,55%		82.251.505	76.753.869
Consumo Interno	49.403.396	-4,38%	-11,16%		51.666.950	55.609.779
Importação	5.831.277	9,25%	-24,82%		5.337.327	7.756.509
Exportação	43.361.430	75,48%	66,95%		24.709.769	25.972.535

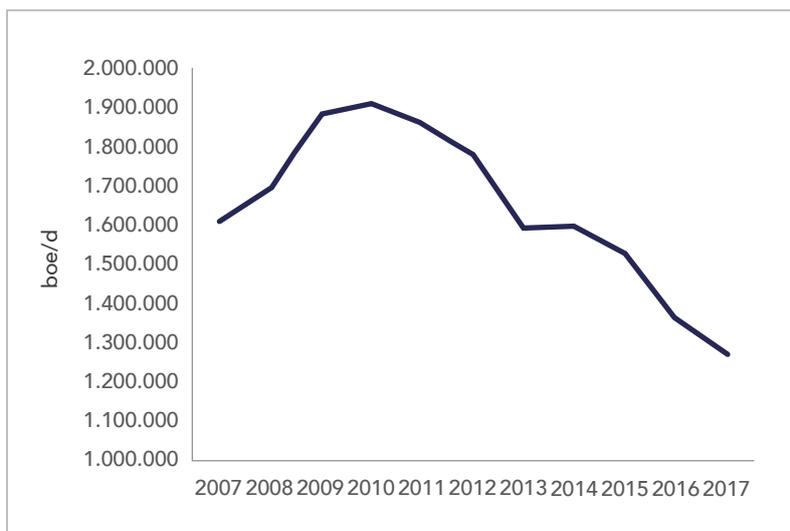
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Com relação ao pré-sal, sua produção em junho foi oriunda de 77 poços e totalizou 1,35 MMbbl/d de óleo e 53 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1,68 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Esta produção correspondeu a 49,6% do total produzido no país e a de petróleo superou à produção do pós-sal pela primeira vez na história. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.109.

Apesar deste boletim analisar dados referentes ao mês de junho, destacamos que em agosto a Petrobras informou a descoberta de petróleo no pré-sal da Bacia de Campos, localizada na área do campo de Marlim Sul. Esta foi a primeira descoberta comercial de petróleo no pré-sal da área de Marlim Sul e a análise

dos dados atuais indica que são reservatórios com boas características de porosidade e permeabilidade (TN Petróleo, 2017). Esse resultado demonstra o potencial de novas descobertas em bacias maduras, onde já existe infraestrutura de produção. A notícia não poderia vir em melhor hora, já que, à parte do pré-sal, o esforço exploratório tem diminuído com a queda dos preços e com a crise, atingindo o menor nível de sondas em operação, e declínio da produção na Bacia de Campos. Esta se encontra há cerca de dez anos sem novos blocos exploratórios (Figura 1). A Bacia de Campos, contudo, estará presente nas próximas rodadas de licitação de setembro. Sua participação estará tanto no modelo de partilha quanto na Rodada 14 sob o modelo de concessão (Energyway, 2017).

**Figura 2.1: Produção pós-sal da Bacia de Campos**

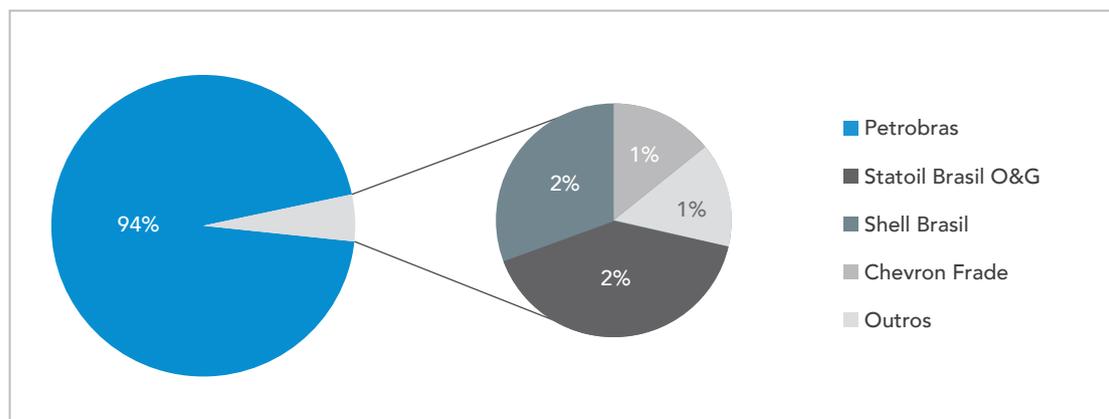


Fonte: ANP (2017)

Em relação às empresas presentes no setor no Brasil, a participação da Petrobras cresceu 1% com relação ao mês de maio, ficando com 94% da produção. A Shell passou de 3% para 2% em junho e a Statoil

permaneceu respondendo por 2%. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de junho (2017).

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

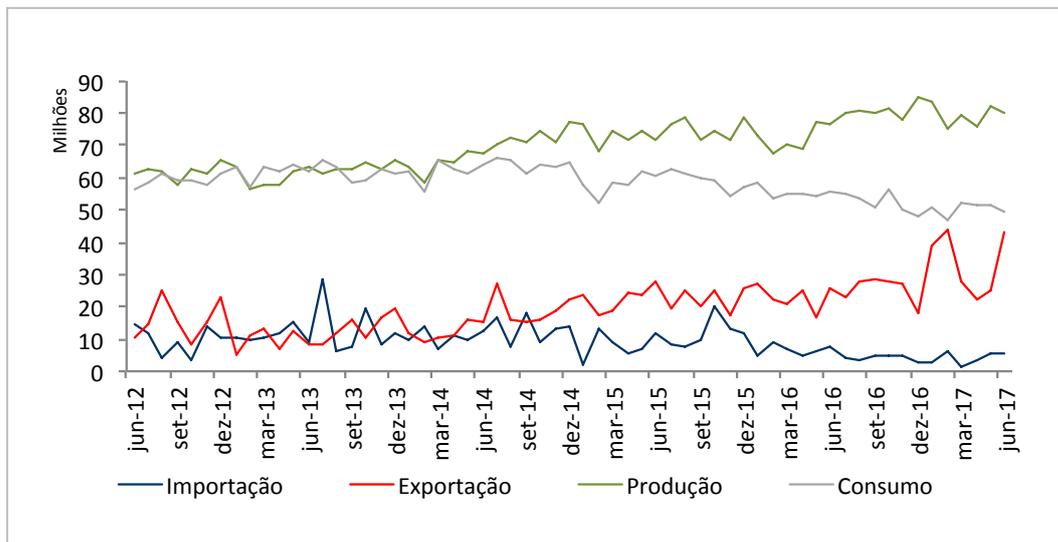
Para estimular investimentos na revitalização de campos mais antigos, a ANP anunciou em agosto que irá reduzir pela metade o percentual dos royalties sobre a produção desses campos, que atualmente é de 10%. Esta medida irá beneficiar principalmente a Bacia de Campos, que já chegou a representar 80% da produção total de petróleo do país, mas hoje responde por somente 50% e segue em queda. De acordo com Guia Oil & Gas (2017), a revitalização dos campos mais antigos irá resultar em empregos no setor, estimados pela Abespetro em 170 mil entre 2018 e 2022. O prefeito de Macaé vê com bons olhos essa medida, pois a cidade certamente se beneficiará com os novos investimentos e com a retomada dos leilões.

Ao mesmo tempo, foi publicada a medida provisória para a extensão do REPETRO, que inclui benefícios à indústria de máquinas nacional. O programa, criado em 1999, vence em 2019 e foi prorrogado por mais 20 anos. A justificativa para a prorrogação ainda faltando 2 anos para o vencimento é a busca pela maior previsibilidade. Ou seja, como a indústria de petróleo lida com projetos de longo prazo, os custos da incerteza quanto à continuidade do programa acabariam sendo incorporados ao valor dos lances dos próximos leilões (três deles a serem realizados ainda neste ano).

Todas essas medidas regulatórias adotadas pelo governo federal no setor estão contribuindo para a melhora da economia brasileira. De acordo com o IBP, "o aumento da produção significa o aumento do pagamento de royalties", aumentando a arrecadação de impostos da União, estados e municípios. No primeiro semestre, por exemplo, a arrecadação federal registrou crescimento de 0,77%, o melhor resultado para o período, no qual a produção de petróleo teve um papel determinante.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações seguiram a trajetória de maio e continuaram a subir no mês de junho. Houve aumento de 9,25% na comparação mensal e as importações chegaram a 5,8 MMbbl. Por outro lado, na comparação anual, houve queda considerável de 24%. Com relação às exportações, tanto na comparação mensal quanto na anual, o mês de junho apresentou significativos aumentos de 75% e 67%, respectivamente, ficando bem próximo do valor de fevereiro (43 MMbbl), o maior do ano até agora.

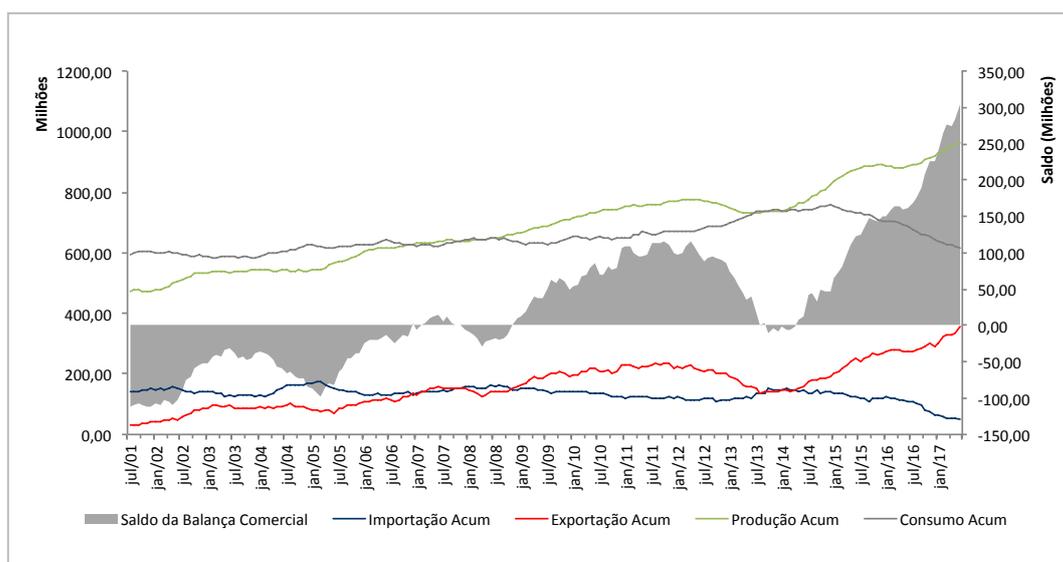
Já adiantamos que, em julho, a tendência de crescimento das exportações continua e exporta-se 5,4 milhões de toneladas, com alta de 65% em relação ao mesmo mês de 2016. Este volume, no entanto, foi 13% inferior às 6,2 milhões de toneladas exportadas em junho. (Brasil Energia, 2017)

**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 14º mês consecutivo. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo

entre Exportações e Importações, reverte a tendência de queda no acumulado 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em maio. (Figura 2.4).

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


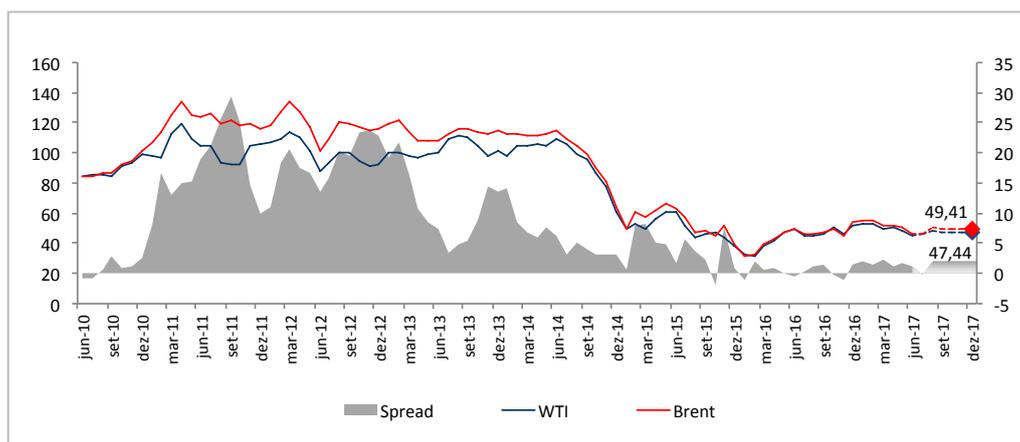
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent caiu quase US\$ 4/bbl em relação à média de maio, chegando a US\$ 46,37/bbl, o menor valor desde dezembro de 2016. O WTI também segue em junho uma trajetória descendente, com redução de quase US\$ 3/bbl, atingindo o menor valor desde setembro do ano passado (US\$ 45,18/bbl).

Segundo a consultoria Westwood (2017), sobre a retomada dos investimentos do setor no mundo: "Existe capacidade em excesso na indústria offshore, que não será absorvida mesmo com uma recuperação

das atividades ao nível de 2014. Por isto estamos vendo valores bastante deprimidos de navios, taxas diárias e utilização. "Algumas questões fundamentais ainda desafiam a recuperação do segmento offshore nacional e internacionalmente, como por exemplo, a necessidade de fluxo de caixa livre e a expectativa de aumento no preço do barril em médio prazo para que as petroleiras voltem a investir em novos projetos. "A aversão aos riscos em médio e longo prazo é o motivo pelo vemos uma recuperação dramática em investimentos que requerem curto prazo, como a indústria de *tight oil* nos EUA", explicou a consultoria (Westwood, 2017).

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



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

Neste mês de junho de 2017, a maioria dos estados apresentou queda em suas produções. A exceção foram os estados do Amazonas, a produção offshore do Rio

Grande do Norte e o estado do Maranhão, que cresceu mais de 700% em junho. (Tabela 2.2)

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16
AL	Onshore	97.844	-7,00%	-26,01%		105.211	132.247
	Offshore	5.115	-9,19%	1,17%		5.633	5.056
AM	Onshore	623.308	0,44%	-15,78%		620.580	740.099
	Offshore	917.863	-6,49%	-13,36%		981.587	1.059.448
BA	Onshore	14.786	-25,47%	-33,16%		19.838	22.123
	Offshore	36.722	-1,71%	-28,24%		37.361	51.171
CE	Onshore	150.411	15,28%	-9,17%		130.474	165.599
	Offshore	316.316	2,39%	-18,35%		308.918	387.390
ES	Onshore	11.695.309	-4,81%	5,38%		12.286.814	11.097.778
	Offshore	683	714,48%	-39,76%		84	1.134
MA	Onshore	53.954.251	-2,17%	3,29%		55.151.351	52.235.951
	Offshore	1.272.679	-5,00%	-16,23%		1.339.620	1.519.327
RJ	Onshore	179.030	23,34%	3,55%		145.153	172.889
	Offshore	10.353.225	-0,05%	25,57%		10.358.637	8.245.156
RN	Onshore	531.526	-10,36%	-22,68%		592.979	687.423
	Offshore	94.019	-43,79%	-59,31%		167.266	231.076
SE	Onshore	80.243.085	-2,44%	4,55%		82.251.505	76.753.869
	Offshore						
<b>Total</b>							

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em junho, dentre os principais derivados de petróleo, óleo combustível e diesel apresentaram quedas na produção de 17,67% e 5,19%, respectivamente, com relação a maio. O volume de óleo combustível produzido (5,4 MM/bbl) foi o menor dos últimos 12 meses. Os demais, gasolina, GLP e QAV, tiveram variações positivas na produção deste mês. (Tabela 2.3)

De acordo com ABEGAS (2017), o consumo de combustíveis caiu 0,9% no segundo trimestre. Além disso, apesar de ter subido pelo segundo mês consecutivo, em junho, as vendas no mercado nacional fecharam o primeiro semestre com retração de 1,3%, puxada principalmente pela queda de 5,6% em abril, que não foi compensada pelos aumentos nos dois meses seguintes.

Com relação às importações de derivados, elas foram 57,3% superiores ao mês de junho de 2016. Segundo TN Petróleo (2017), o aumento aconteceu após os ajustes feitos pela Petrobras, no fim de junho, em sua política interna de preços de diesel e gasolina, buscando reconquistar o mercado perdido para outras empresas que estavam elevando as importações brasileiras.

Apesar deste boletim trazer dados referentes ao mês de junho, já adiantamos que no início do mês de julho entrou em vigor a nova política de preços dos combustíveis da Petrobras, com ajustes diários e mais aderente ao mercado internacional. Segundo Valor (2017), essa mudança é considerada atrativa para a entrada de novos investidores no setor de refino brasileiro, que têm vindo principalmente da Ásia. Como consequência, espera-se que as empresas privadas aumentem sua participação no setor de refino do país

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

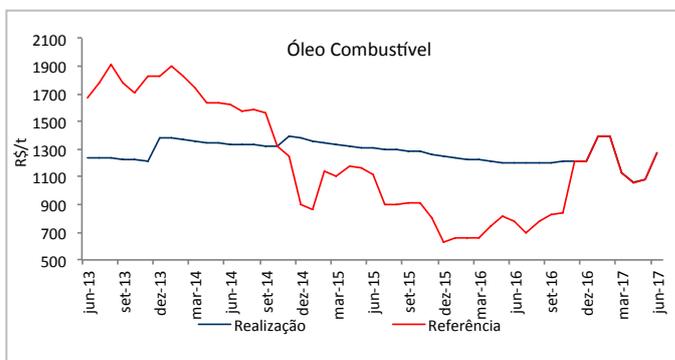
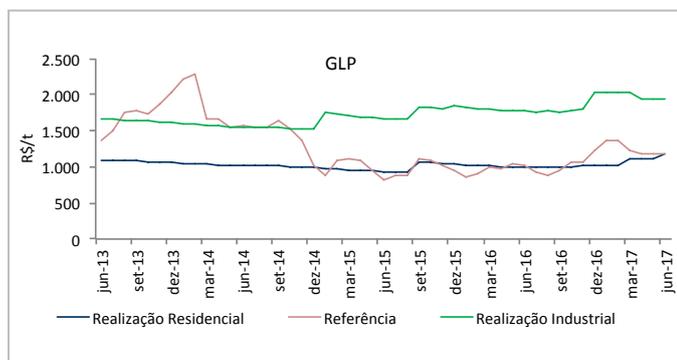
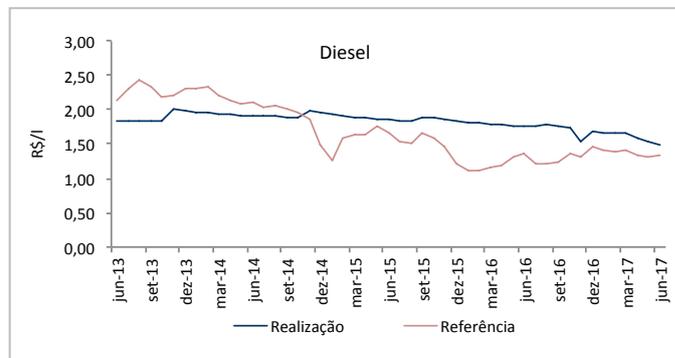
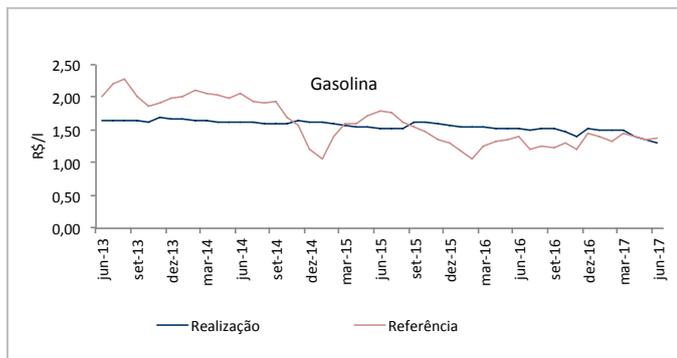
Combustível	Agregado	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16
Gasolina	Produção	13.253.013	1,18%	1,10%		13.097.970	13.108.873
	Consumo	23.663.674	-0,56%	52,89%		23.797.799	15.477.680
	Importação	3.081.713	72,64%	29,94%		1.785.019	2.371.700
	Exportação	92.150	119,14%	-		42.052	333.609
Diesel	Produção	20.857.289	-5,19%	-15,51%		21.999.877	24.685.814
	Consumo	29.424.788	1,39%	8,98%		29.020.214	27.001.100
	Importação	7.714.152	52,65%	99,54%		5.053.625	3.865.987
	Exportação	303.346	-	-		0	925.789
GLP	Produção	3.884.323	5,02%	6,68%		3.698.643	3.640.986
	Consumo	7.372.966	-0,24%	-1,50%		7.390.996	7.485.220
	Importação	2.907.597	205,68%	3,36%		951.185	2.813.172
QAV	Produção	3.143.823	10,76%	-2,26%		2.838.535	3.216.552
	Consumo	3.302.598	-2,17%	-2,62%		3.375.869	3.391.407
	Importação	615.778	-	-		318.781	157.167
	Exportação	891	-	-		0	2.931
Óleo Combustível	Produção	5.419.947	-17,67%	-5,61%		6.583.050	5.741.963
	Consumo	1.287.759	-3,12%	-19,93%		1.329.253	1.608.322
	Importação	0	-	-100,00%		26	12.320
	Exportação	1.807.211	-27,54%	1,74%		2.494.175	1.776.361

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em junho de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional para o caso do diesel e do GLP – no caso deste último, a diferença reduziu significativamente este mês e os preços estão muito próximos. Para a gasolina, pela primeira vez desde agosto de 2015, os preços de referência internacional ultrapassaram os de realização doméstica. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado. (Figura 2.6)

Vale comentar que, a partir dos desinvestimentos propostos pela Petrobras para a área de *downstream* (que inclui os ativos de refino e distribuição de combustíveis) para reforçar o caixa da companhia e tentar melhor a avaliação do *rating* da empresa por parte das agências de classificação de riscos, espere-se, no médio prazo, uma reconfiguração do setor com a entrada de novos *players*.

Figura 1.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



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

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

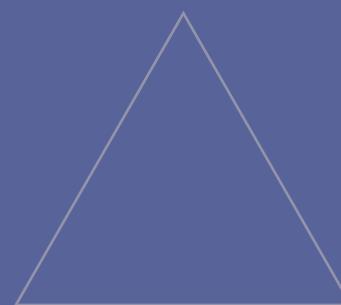
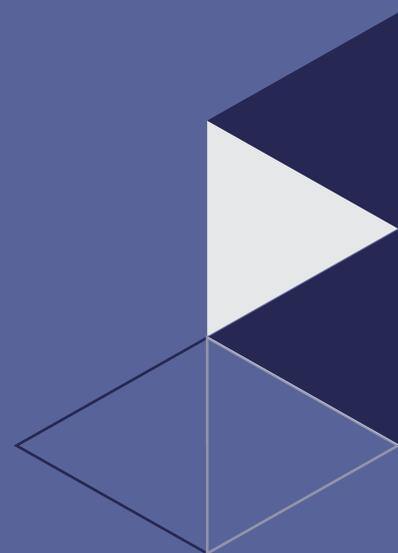
---

## MENSAGEM AOS LEITORES

Prezados leitores, devido à indisponibilidade parcial de dados do setor de gás natural brasileiro do mês de junho até o dia 24 de agosto de 2017, esta versão do Boletim de Conjuntura da FGV Energia não pode trazer a vocês todos os dados que costumamos analisar.

Entretanto, foram incluídas nesta edição informações sobre previsões para o setor para o próximo decênio.

A edição do próximo mês trará as informações do mês de junho que não foram publicadas nesta edição.





## GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

### A) PRODUÇÃO, IMPORTAÇÃO E CONSUMO

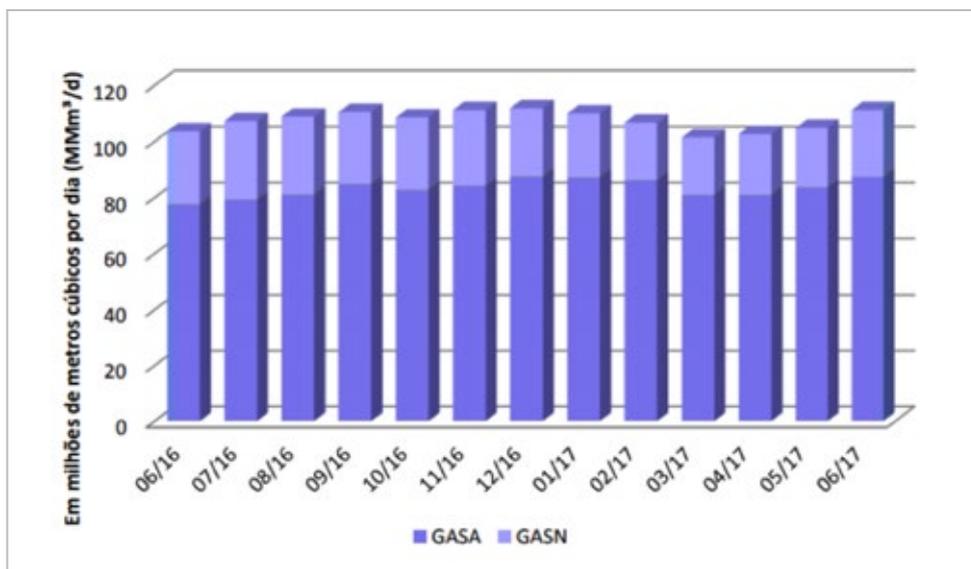
Durante o mês de junho, a produção nacional de gás natural foi de 111,1 MMm<sup>3</sup>/d, que representa um aumento de 6,1% ao se comparar ao mês anterior e um aumento de 7,4% ao se comparar com o mesmo mês em 2016. A produção dos campos marítimos representou 80,8% desse total, onde a produção do pré-sal foi de 53,0 MMm<sup>3</sup>/d, representando 48,0% do total de gás natural produzido nacionalmente. O Campo de Lula, na Bacia de Campos,

foi o que mais produziu gás natural, em uma média de 33,6 MMm<sup>3</sup>/d (ANP, 2017).

Em relação aos campos de acumulações marginais e os campos em bacias maduras, a produção de gás natural durante o mês de junho foi de 1,7 MMm<sup>3</sup>/d e 4,0 MMm<sup>3</sup>/d, respectivamente. O histórico de produção de gás natural se encontra apresentado na Figura 3.1, onde GASA representa a produção de gás natural associado e GASN representa a produção de gás natural não-associado<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, 2017.

Figura 3.1: Histórico de Produção de Gás Natural

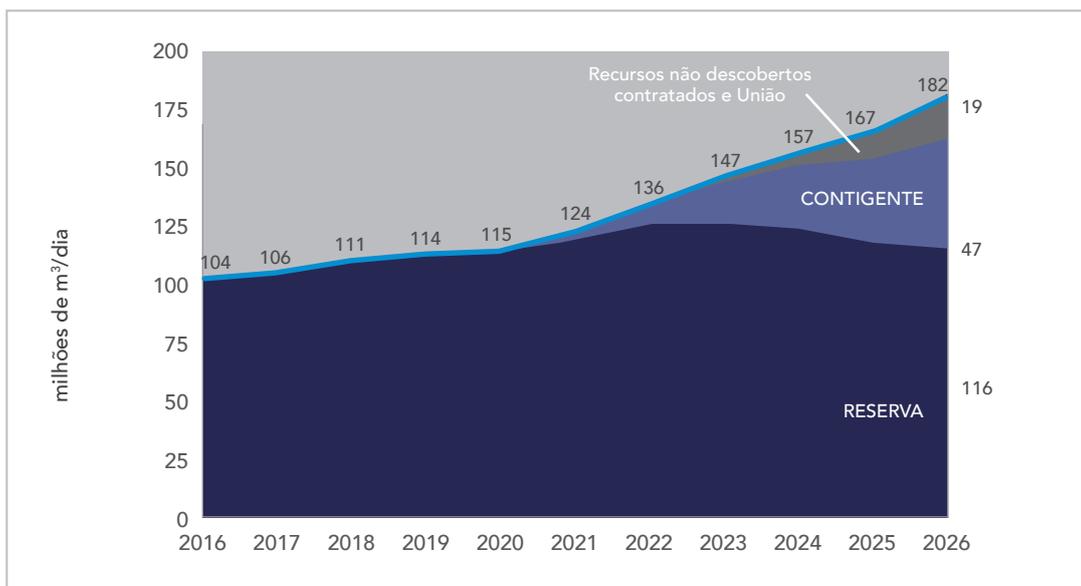


Fonte: ANP, 2017

De acordo com o PDE 2026, desenvolvido pela EPE (2017), espera-se que a parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcance os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção

próximo de 127 MMm³/d, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos, como é possível observar na Figura 3.2.

Figura 3.2: Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional



Fonte: EPE, 2017

Já em relação aos recursos não convencionais de gás (folhelho), apesar da atual suspensão judicial desta atividade exploratória, está prevista produção de 3,0 MMm<sup>3</sup>/dia, com início estimado ao término do decênio (EPE, 2017). Apesar da expectativa de injeção do gás produzido no Campo de Libra (pré-sal) ser próxima a 100% nos primeiros anos de produção, espera-se que a produção líquida de gás natural apresente crescimento suave em quase todo decênio, onde poderá ser observado uma subida mais rápida a partir de 2024, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal<sup>22</sup>, segundo o PDE 2026 (EPE, 2017).

De um total diário de gás natural produzido (junho, 2017) nacionalmente de 111,1 MMm<sup>3</sup>, foi registrado um volume de reinjeção de 26,6 MMm<sup>3</sup>, de queima e perda de 4,5 MMm<sup>3</sup> e de consumo próprio nas operações de E&P de 13,4 MMm<sup>3</sup>, resultando em um volume diário médio de gás nacional disponível de 66,7 MMm<sup>3</sup>, segundo dados da ANP (2017).

A partir das previsões da EPE (2017), espera-se que a produção líquida nacional chegue a 95,0 MMm<sup>3</sup>/dia em 2026, enquanto que para o volume importado da Bolívia, espera que este volume reduza para 20,0 MMm<sup>3</sup>/dia a partir de 2022, muito relacionado com a renovação deste contrato. Sobre as importações de gás natural, vale mencionar a Nota Técnica lançada pela EPE este mês<sup>23</sup>, sobre o panorama da indústria de gás natural da Bolívia, onde depreende-se que: a grande questão sobre a renovação do contrato de fornecimento de gás da Bolívia para o Brasil reside na existência de reservas bolivianas suficientes que possam atender a renovação do contrato; Bolívia tem potencial de recursos não descobertos, mas é preciso incorporar novas reservas para garantir um novo contrato. O esforço exploratório boliviano não acompanhou o necessário ritmo de reposição de reservas; existe toda uma discussão sobre a competição com o mundial suprimido de GNL e sobre o gás do pré-sal, mesmo sabendo que este último não é competitivo em termos de preços; para a EPE a perspectiva é de uma renovação dos 16 MMm<sup>3</sup>/d (de

volume base), e incrementos adicionais dependerão do sucesso exploratório boliviano.

Neste ponto, é importante observar que este potencial de oferta de gás natural nacional está condicionado a necessidade de desenvolvimento do mercado e do direcionamento ao gás que irá produzir, de forma a gerar incentivos para o investimento neste segmento.

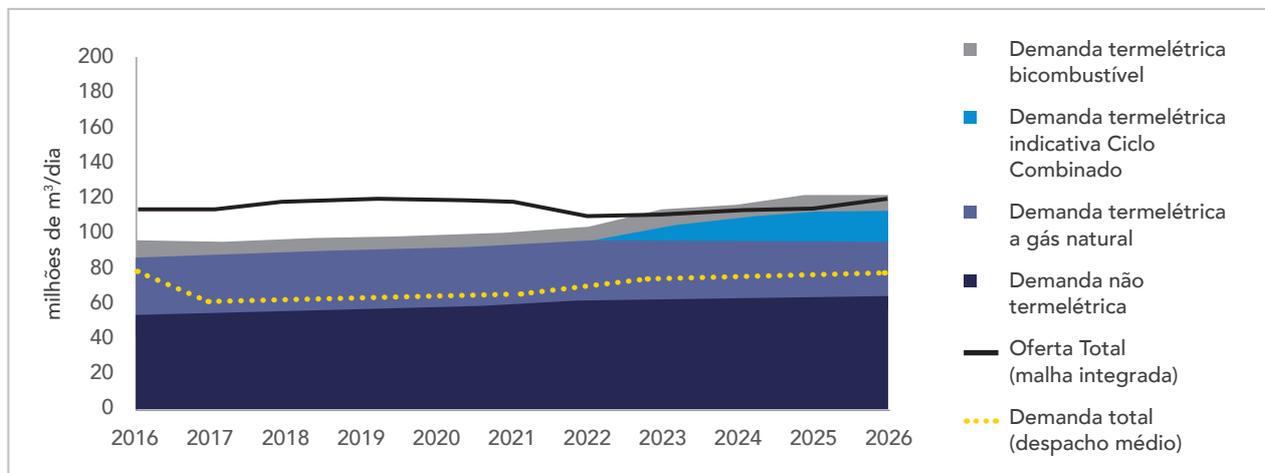
Além de desafios relacionados ao acesso aos gasodutos e ao custo do gás proveniente do pré-sal, existem questões relacionadas à qualidade, que tem alto teor de CO<sub>2</sub>, além de questões econômicas, dado que este gás depende de investimentos em exploração e produção nos campos *offshore*.

Em relação as importações de GNL, além dos três terminais de regaseificação existentes – um no Porto de Pecém (CE), com capacidade de regaseificação de 7,0 MMm<sup>3</sup>/dia, um segundo na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade de 14 MMm<sup>3</sup>/dia e um na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de 20,0 MMm<sup>3</sup>/dia – está previsto um quarto terminal de regaseificação em Barra dos Coqueiros (SE), com entrada a partir de 2020 e capacidade de regaseificação de 14,0 MMm<sup>3</sup>/dia.

A partir das previsões de demanda por gás natural apresentadas no PDE 2026 (EPE, 2017), espera-se que essa demanda total cresça 2,0% a.a. até o ano de 2026, onde se espera que a demanda não termelétrica das distribuidoras apresente crescimento gradual, enquanto a demanda de refinarias e fertilizantes tenha um acréscimo em 2022 com a entrada de uma nova unidade em Três Lagoas (MS). Em relação à demanda termelétrica, é esperado que não haja variação considerável, exceto na demanda das térmicas indicativas de ciclo combinado adicionada ao sistema. A Figura 3.3 apresenta o balanço de gás natural da Malha Interligada do Brasil, apresentado no PDE 2026 (EPE, 2016), onde a termelétrica Porto Sergipe 1 (SE) é considerada de forma isolada da malha, não sendo considerada neste balanço.

<sup>22</sup> A produção nacional de gás natural é definida em extra pré-sal para as unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono do marco regulatório (EPE, 2017).

<sup>23</sup> <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/PanoramadaIndustriaGasNaturalnaBolivia.aspx>

**Figura 3.3: Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil**


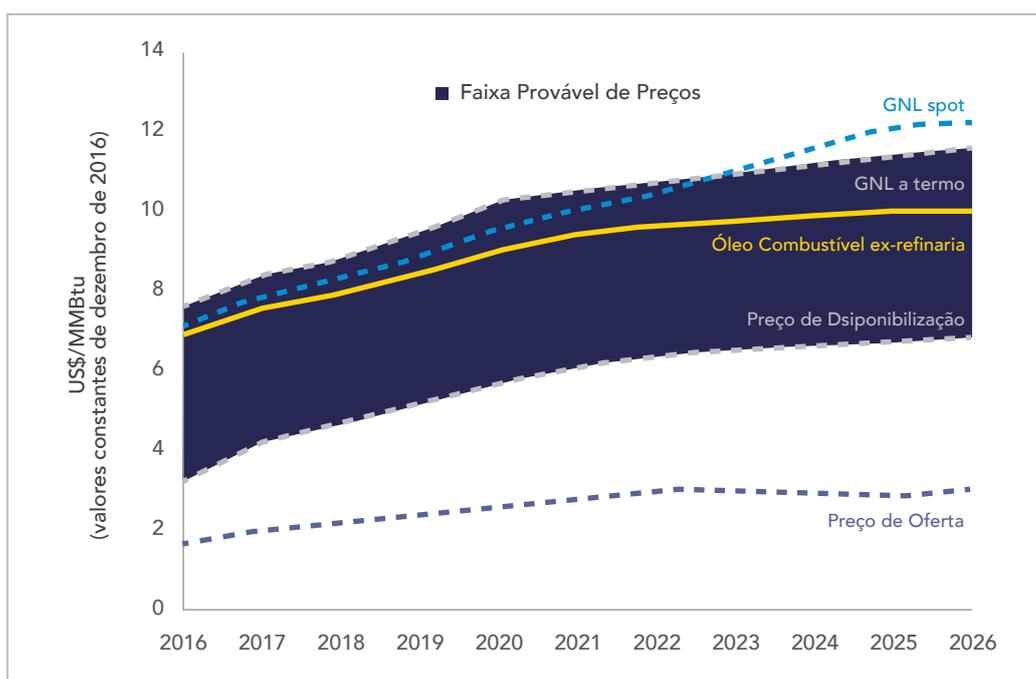
Fonte: EPE, 2017

Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis.

## B) PREÇOS

Para o próximo decênio, de acordo com projeções da EPE (2017), é esperado que os preços do gás natural no Brasil oscilem dentro de uma faixa provável em virtude da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado,

da competição entre os agentes e seu poder negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta. A Figura 3.4 apresenta a projeção para preços do PDE 2026, onde se exclui ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição.

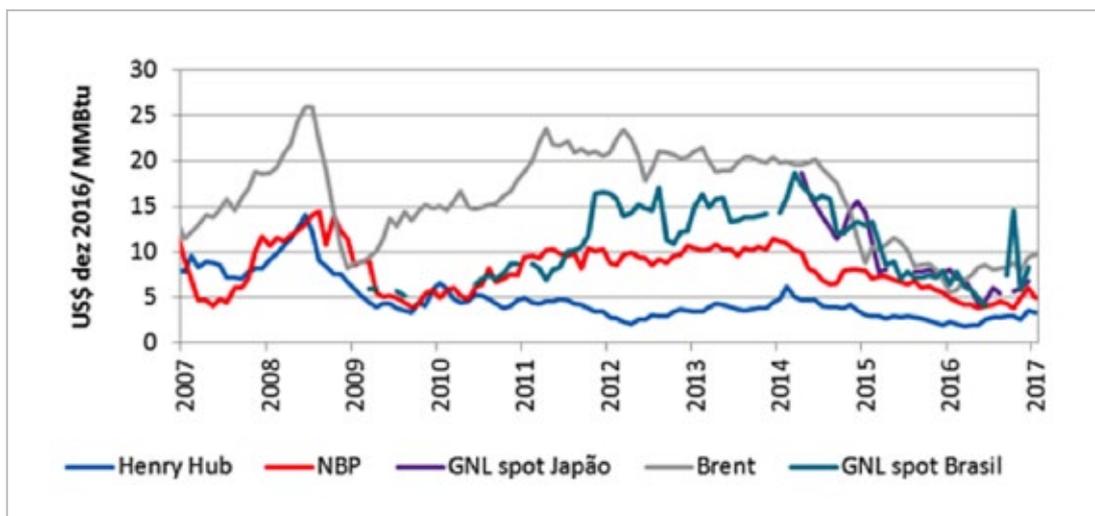
**Figura 3.4: Faixa de preços do gás natural**


Fonte: EPE (2017)

Em relação ao mercado spot de GNL, enquanto que em meados de 2016 os preços observados no Brasil e Japão se aproximaram da mínima de 4,0 US\$/MMBtu, o valor pago no Brasil dobrou e no Japão cresceu 57,0%. Já o preço no Henry Hub, hub físico norte-americano,

este voltou ao patamar de 3,0 MMBtu desde o mês de fevereiro. Como pode ser observado na Figura 3.5, o petróleo, que indexa muitos contratos de gás e GNL, iniciou uma trajetória de recuperação alguns períodos antes, em janeiro de 2016.

Figura 3.5: Evolução dos preços de gás natural



Fonte: EPE (2017)

Analisando a evolução dos preços no mercado internacional, o *Henry Hub* e o preço do gás natural no Japão registraram queda de 5,9% e 2,2% no mês de junho, estando em 2,94 US\$/MMBTU e 8,3 US\$/MMBTU, respectivamente. Já o preço do gás natural no mercado europeu sofreu aumento de 0,9%, fechando

em 5,41 US\$/MMBTU. Comparando estes preços com aqueles do mesmo período do ano de 2016, pode-se observar um aumento de 42,9% no preço no Japão, de 28,9% no preço do gás na Europa e de 12,6% nos EUA. Os preços detalhados se encontram apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
Henry Hub	2,94	-5,94%	12,62%		3,12	2,61
Europa	5,41	0,94%	28,95%		5,36	4,20
Japão	8,30	-2,16%	42,85%		8,48	5,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial  
Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

## B) O FUTURO

No âmbito do Gás para Crescer, diretrizes para o setor de gás brasileiro foram publicadas no mês de agosto no Diário Oficial da União, onde a inclusão de declaração sazonal de inflexibilidade nos leilões A-4 e A-6, previstos para dezembro, foram propostas. Tal medida, se aprovada, permitirá, a critério do empreendedor, geração na base em alguns meses do ano, com limite de inflexibilidade anual de 50%.

Além da possibilidade da inclusão de declaração sazonal, alterações do horizonte rolante da comprovação de disponibilidade de combustível também foram propostas, onde seria permitido contatos com comprovação inicial de 10 anos de suprimento, sendo permitidas apenas duas

renovações adicionais na Aneel. Tais avanços no programa governamental promete promover sinergia entre os mercados de gás natural e energia elétrica, atraindo mais investimentos em termelétricas a gás.

Em relação às propostas de acesso aos gasodutos, UPGNs e terminais de regaseificação, tais temas também foram discutidos no mês de agosto em audiência pública na Câmara dos Deputados, onde a transição para um modelo de entrada e saída e aperfeiçoamento da regulamentação tributária estão entre as medidas que tiveram consenso. A criação de *hub* virtual e implementação efetiva da figura do consumidor livre, com tarifas específicas e garantia de rentabilidade da distribuição também estavam presentes nas mudanças a serem propostas.



## BIOCOMBUSTÍVEIS

Tamar Roitman / Fernanda Delgado

### A) PRODUÇÃO

Em junho/17, o volume de 1,56 bilhão de litros produzidos de etanol anidro foi 27,2% superior ao mês anterior (maio/17) e 17,6% superior ao mesmo mês do ano anterior (junho/16). A produção de etanol hidratado, quase 1,9 bilhão de litros superou em 16,1% o volume de maio/17 e em 0,5% o de junho/16. Apesar dos volumes do mês de junho estarem acima do mesmo mês em 2016, a produção acumulada em 2017 (janeiro a junho) ainda está abaixo da de 2016 em quase 8%, no caso do anidro, e 21%, no caso do hidratado. Apesar do avanço na colheita de junho, a moagem da safra 2017/18 continua ocorrendo com atraso em relação à safra passada. A

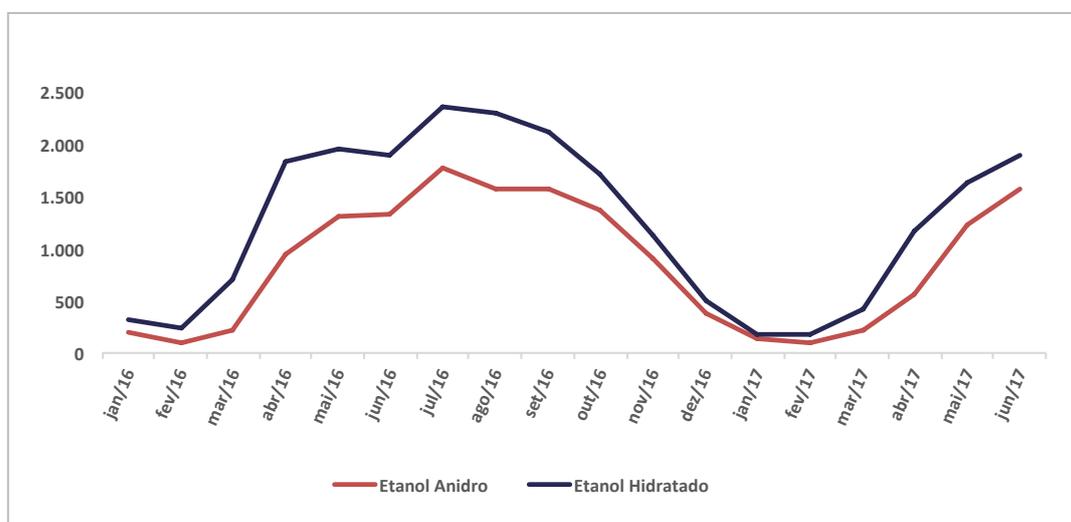
ocorrência de chuvas acima da média contribuiu para o atraso das moagens. De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), até 1º de julho, 265 unidades produtoras estavam em atividade no Centro-Sul, ante 274 em idêntico período de 2016. A expectativa é de que outras 6 unidades iniciem a safra na primeira quinzena de junho. Além disso, houve um aumento da destinação da cana para a produção de açúcar, na região Centro-Sul, na comparação com a safra passada, indo de 42,6% para 45,2%, segundo dados da UNICA. A maior proporção destinada ao açúcar visa cumprir contratos de exportação que já estavam firmados. A consultoria Datagro projeta que o mix de produção voltará a ser mais alcooleiro em, pelo menos, um mês.

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

Biocombustível	jun-17	acum-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16	acum-16
Etanol Anidro	1.560,3	3.785,8	27,2%	17,6%	-7,9%		1.226,9	1.326,6	4.108,8
Etanol Hidratado	1.898,8	5.474,7	16,1%	0,5%	-20,9%		1.635,9	1.889,5	6.922,3
Total Etanol	3.459,1	9.260,5	20,8%	7,6%	-16,1%		2.862,8	3.216,1	11.031,0
Biodiesel	362,4	1.927,5	-1,9%	23,8%	3,4%		369,3	292,8	1.864,7

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

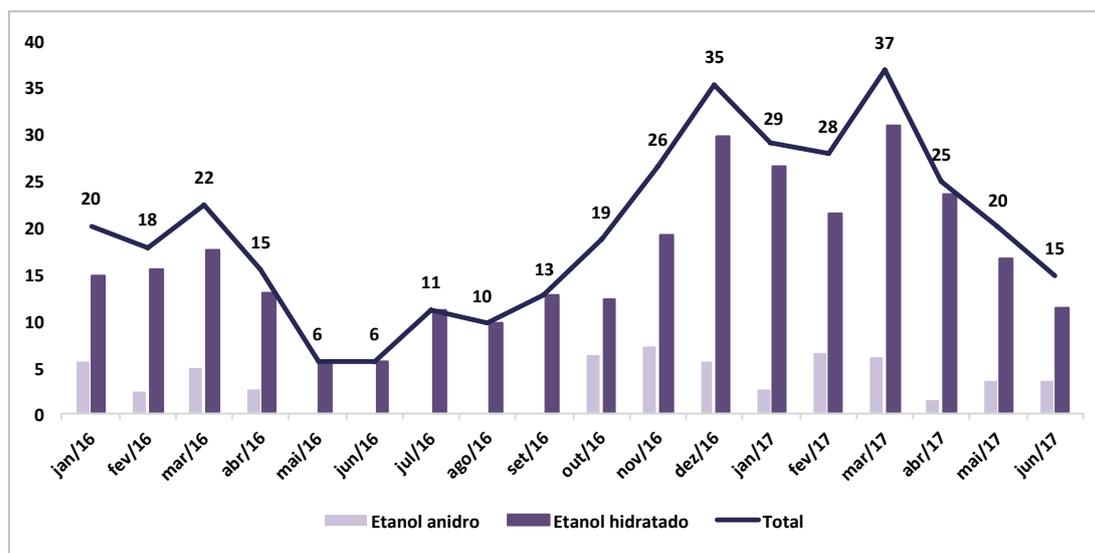


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de etanol a partir de milho no Brasil é recente, mas vem crescendo a cada ano. As usinas *flex*, nas quais a produção de etanol a partir de milho e de cana-de-açúcar ocorre de forma integrada, estão concentradas na região Centro-Oeste, onde há grande produção do grão, a preços baixos. A alternativa tem se tornando interessante

tanto para os produtores de milho, por dar destinação aos excedentes do grão, quanto para os produtores de etanol de cana, que passam a produzir em um momento de ociosidade da usina. No acumulado do ano (janeiro a junho), já foram produzidos 153 milhões de litros, 76% a mais do que o mesmo período de 2016.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



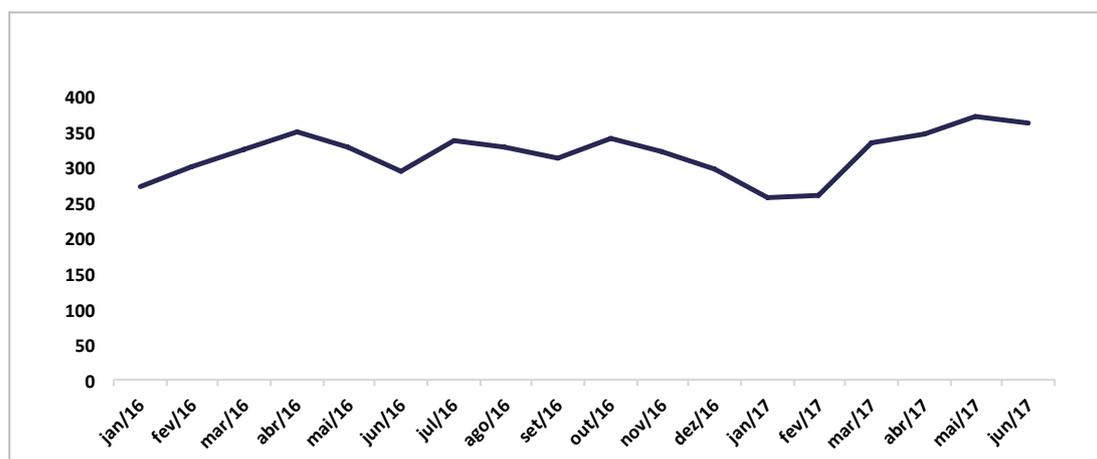
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

O volume de 362,4 milhões de litros de biodiesel, produzido em junho/17, é o segundo maior volume já produzido do biocombustível, apenas 2% inferior à produção recorde do mês anterior (maio/17). Na comparação com junho/16, o volume produzido foi quase 24% superior. A produção acumulada nos seis primeiros meses deste ano está 3,4% acima do mesmo período do ano passado. Apesar da recessão econômica ter afetado o consumo de diesel e, conseqüentemente, também o de biodiesel, o aumento do teor de adição do biocombustível no combustível fóssil, de 7% para 8% em

março de 2017, contribuiu para o aumento de produção de biodiesel.

O volume produzido em junho faz parte das negociações ocorridas no 54º Leilão de Biodiesel da ANP, que ocorreu em abril de 2017 e envolveu a negociação de 733,9 MMI (milhões de litros) de biodiesel para os meses de maio e junho. O volume arrematado foi 18% superior ao do leilão anterior, quando foram negociados 622,1 MMI. A soma dos volumes produzidos em maio e junho alcançou 99,7% do total negociado no 54º Leilão.

Gráfico 4.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros

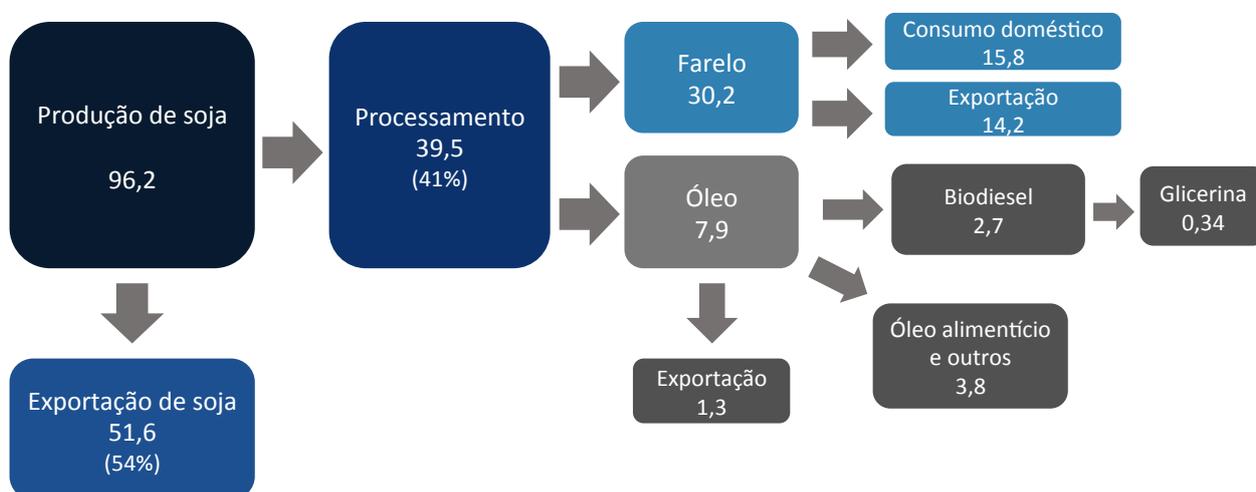


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

As associações representantes dos produtores de biodiesel têm trabalhado para antecipar os mandatos mistura de biodiesel no diesel, dos atuais 8% (B8) para 9% (B9) até setembro, e para 10% (B10) em março de 2018. A safra recorde de soja e a capacidade ociosa de processamento fomenta um quadro de aumento de mistura que beneficiaria todo o mercado. A Figura 4.1 mostra alguns dados do complexo da soja, referentes

a 2016. Segundo a empresa ADM (2017), o aumento do percentual de 8% para 10% na mistura demandaria mais 800 mil toneladas de óleo de soja e a produção de biodiesel poderia ir para 5,3 bilhões de litros em 2018, representando economia de 3,2 bilhões de dólares com importação de diesel (para 2017, a fabricação de biodiesel está estimada em 4,2 bilhões de litros).

**Gráfico 4.4: Complexo da soja – valores de 2016 (milhões de toneladas)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABIOVE e EPE (2017)

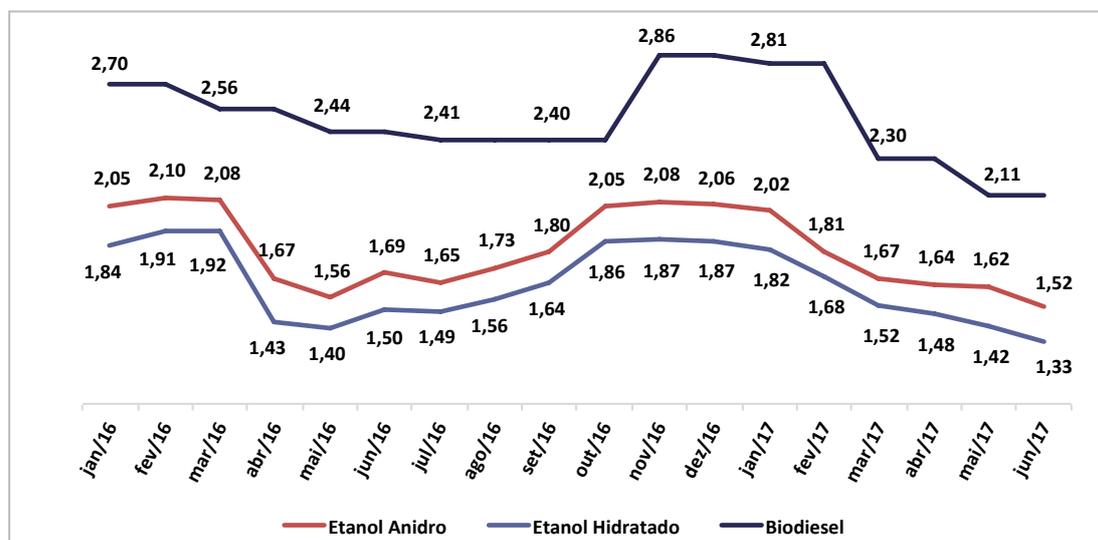
## B) PREÇOS

Os preços do etanol anidro e hidratado (preços médios ao produtor, divulgados pela ESALQ) mantiveram trajetória de queda. Em junho/17, o litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,52, o que representa uma queda de 6,6% em relação a maio/17 (R\$ 1,62). Já o preço do etanol hidratado caiu 6% em relação ao mês anterior, indo de R\$ 1,42 para R\$ 1,33. Segundo a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), a baixa demanda por parte das distribuidoras e, principalmente, as

consecutivas quedas nos preços da gasolina, foram os motivos que levaram à desvalorização dos preços dos etanóis.

O preço do biodiesel, negociado no 54º Leilão de Biodiesel da ANP para maio e junho de 2017, foi de R\$ 2,11 por litro, valor 8,4% inferior ao negociado no leilão anterior (R\$ 2,30/l). A safra recorde de soja tem contribuído para os preços mais baixos do biocombustível.

Gráfico 4.5 – 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

A demanda por etanol anidro em junho/17 (1,016 bilhão de litros) variou pouco em relação ao do mês de maio/17 (0,6% a menos), mas superou em 11,6% a demanda de junho/16. No acumulado de janeiro a junho de 2017, o consumo deste álcool está 7,3% acima do mesmo período de 2016, em decorrência do aumento da demanda por gasolina. Em relação ao etanol hidratado, o consumo em junho/17 (1,04 bilhão de litros) foi 0,2% inferior ao de maio/17 e 17,6% inferior a junho/16. A demanda por etanol hidratado acumula uma queda de 19,3% em 2017 (janeiro a junho), na

comparação com o ano passado. Segundo a Conab, o preço final ao consumidor apresentou vantagem competitiva para o etanol hidratado em relação à gasolina em SP e no MT, mas não foi suficiente para aquecer as vendas e identificou-se pouco reflexo no volume consumido.

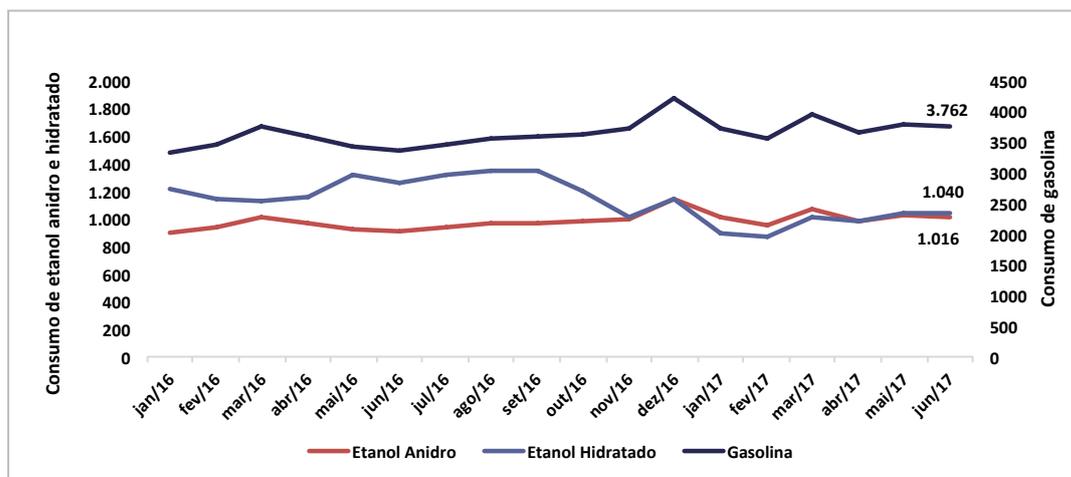
O consumo de biodiesel manteve a trajetória de crescimento em junho/17, superando em 1,4% o consumo de maio/17 e em 15,8% o de junho/16. No acumulado do ano, a demanda pelo biocombustível está 8,4% acima do ano passado. A demanda por óleo diesel, que sofreu forte retração em 2016, tem voltado a crescer em 2017.

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

Biocombustível	jun-17	acum-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16	acum-16
Etanol Anidro	1.015,8	6.051,2	-0,6%	11,6%	7,3%	↔	1.021,6	910,2	5.640,1
Etanol Hidratado	1.039,5	5.830,3	-0,2%	-17,6%	-19,3%	↔	1.041,8	1.261,5	7.226,5
Total Etanol	2.055,3	11.881,5	-0,4%	-5,4%	-7,7%	↔	2.063,3	2.171,7	12.866,6
Biodiesel	374,3	2.022,7	1,4%	15,8%	8,4%	↗	369,1	323,2	1.866,8

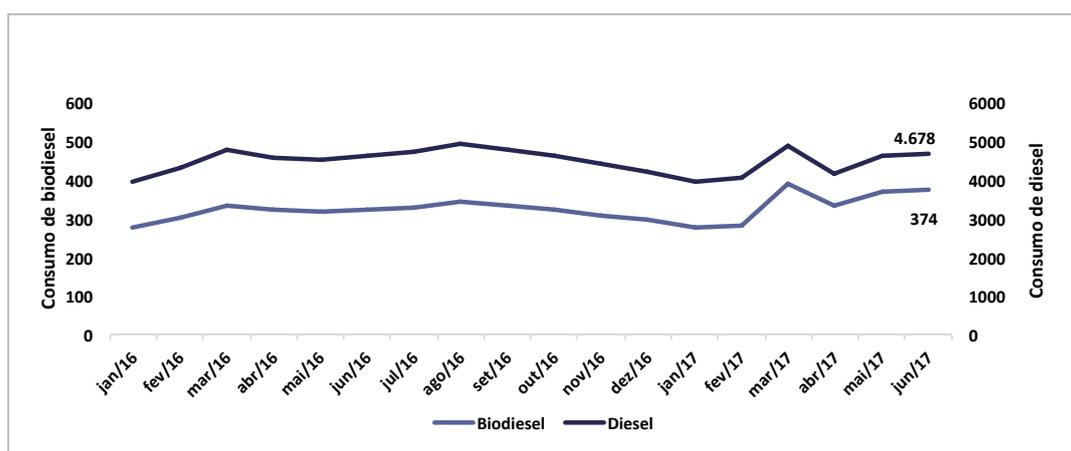
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA e ANP

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



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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

## D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

O volume de etanol importado, em junho/17, foi de quase 200 milhões de litros, aproximadamente 20% inferior ao do mês anterior (maio/17), mas quase 430% superior ao mês de junho/16. No acumulado do ano (janeiro a junho), as importações alcançaram o volume de 1,28 bilhão de litros, superando em 325% o volume importado no mesmo período de 2016. A menor oferta de etanol, devido ao atraso nas moagens e à maior destinação da cana para a produção de açúcar, contribuiu para a maior

necessidade de importação do biocombustível. Além disso, o preço do etanol americano, produzido a partir do milho está com preços baixos, graças à safra recorde do grão nos Estados Unidos. De acordo com a Conab, mesmo com a crescente queda observada nos preços do biocombustível no mercado interno, questões tributárias e de infraestrutura contribuem para que o produto importado seja mais competitivo.

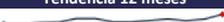
O aumento das importações de etanol fez com que diversos produtores e entidades do setor se manifestassem solicitando a volta da tarifa de importação de etanol, o que ainda será discutido na Câmara de Comércio

Exterior (Camex). Apesar de o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ter aprovado uma resolução que impõe aos importadores as mesmas regras de estocagem exigidas dos produtores nacionais, entidades do setor, como a UNICA, ainda estão defendendo a alteração da tarifa de importação. Os argumentos utilizados são de que se trata de uma medida para reconhecer a vantagem ambiental do uso de etanol de cana-de-açúcar, que emite menor quantidade de gases responsáveis pelo efeito estufa do que o etanol de milho americano, além das emissões que ocorrem no transporte entre os países.

Neste ano, as importações de etanol não apenas dispararam como também invertem o saldo da balança comercial do combustível (Novacana, 2017).

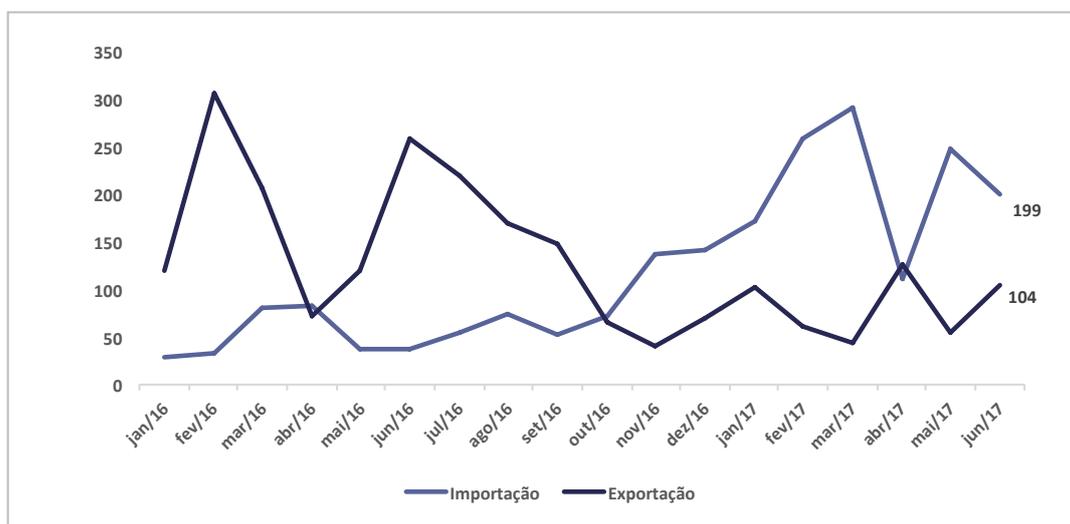
O Brasil exportou 103,5 milhões de litros de etanol em junho/17, volume 86,5% superior ao mês de maio/17 e quase 60% inferior ao mesmo mês do ano anterior (junho/16). No acumulado do ano, as exportações representaram menos da metade do volume transacionado no mesmo período de 2016. A redução das exportações decorre da menor produção nacional de etanol e um maior direcionamento da produção para o açúcar.

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

Etanol anidro	jun-17	acum-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	acum-17/acum-16	Tendência 12 meses	mai-17	jun-16	acum-16
Importação	199,5	1.280,4	-19,6%	429,5%	325,5%		248,0	37,7	300,9
Exportação	103,5	492,4	86,5%	-59,9%	-54,5%		55,5	258,1	1.082,3

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

**Gráfico 4.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros**



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



## SETOR ELÉTRICO

Mariana Weiss | André Lawson

### A) DISPONIBILIDADE

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

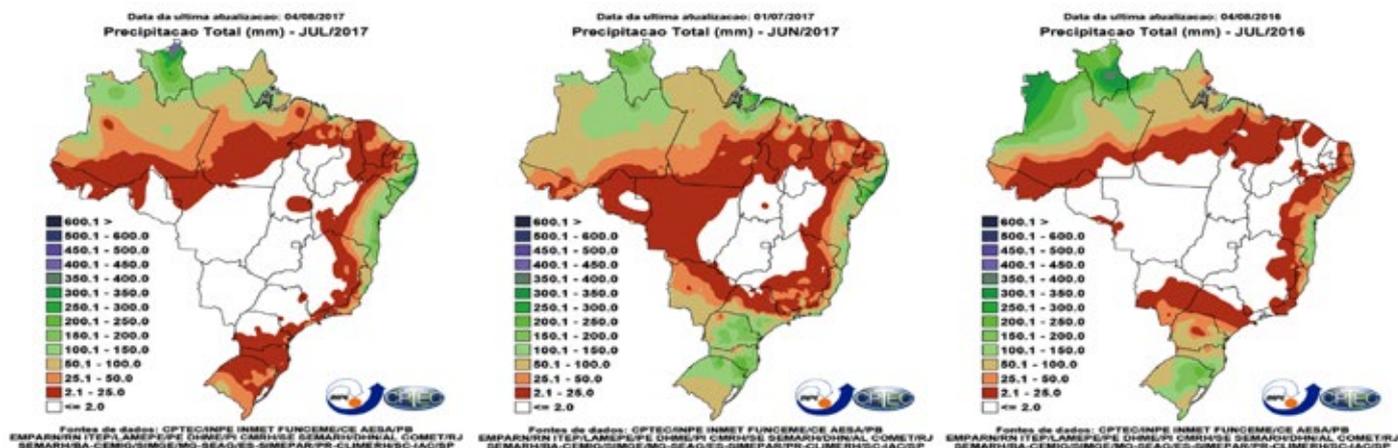
	jul-17		jul-17/jun-17		jul-17/jul-16		Tendências 12 meses		jun-17		jul-16	
SE	20.007,00	79,23%	-40,48%	-11,27%		33.612,00	106,06%	22.547,00	91,75%			
S	4.262,00	37,94%	-84,99%	-59,77%		28.397,00	273,36%	10.595,00	96,48%			
NE	1.200,00	30,54%	-23,03%	-6,90%		1.559,00	32,71%	1.289,00	32,59%			
N	2.298,00	59,23%	-37,81%	26,26%		3.695,00	59,41%	1.820,00	49,09%			
SIN	27.767,00	-	-58,72%	-23,40%		67.263,00	-	36.251,00	-			

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pela Energia Natural Afluyente – ENA, apresentou queda de 58,72% na comparação entre julho e junho deste ano, conforme apresentado na Tabela 5.1. Todas as regiões registraram queda expressiva neste índice: 40,48% no SE, 84,99% no S, 23,03% no NE e 37,81% no N. Através da Figura 5.1, que ilustra a ocorrência pluviométrica no país, pode-se observar o aumento significativo da área

com precipitação inferior a 2.0mm entre os meses de junho e julho de 2017. A diminuição da ENA está de acordo com a tendência hidrológica para o período, no entanto, através dos valores da Média de Longo Termo – MLT, cujos registros foram de 79,23% no SE, 37,94% no S, 30,54% no NE e 59,23% no N, pode-se observar que as vazões naturais em julho de 2017 foram consideravelmente inferiores aos valores médios da série histórica.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jul/17, jun/17 e jul/16

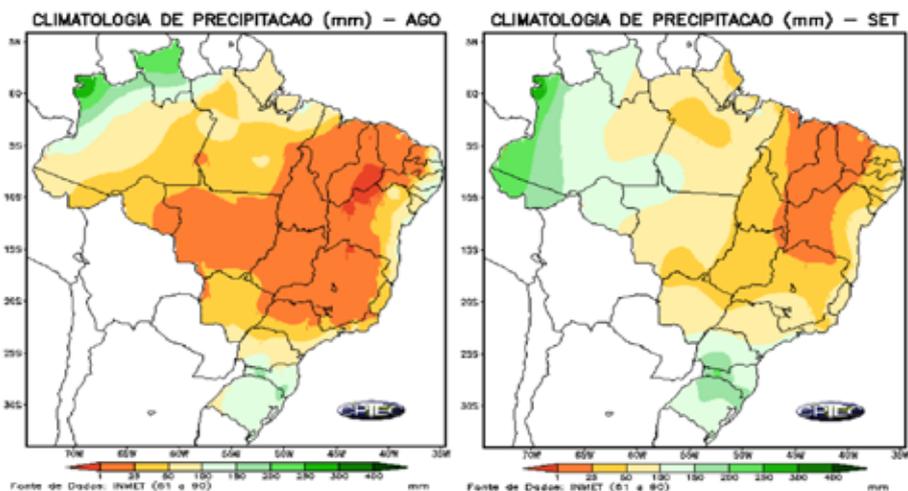


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, à exceção do Norte, que registrou aumento de 26,26%, todas as regiões apresentaram queda, resultando na diminuição de 23,40% da ENA para o SIN. Novamente através da Figura 5.1, observa-se a diminuição das áreas com índice pluviométrico a partir de 100.1mm, principalmente nas regiões Norte e Sul, o que explica a queda registrada de 59,77% para esta última. Já com relação à região Norte, apesar da diminuição da precipitação, a entrada de novos empreendimentos hidrelétricos, que este ano totalizam

aumento de 1,7 GW na capacidade de geração<sup>24</sup>, foi o fator responsável pelo incremento da ENA. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de agosto e setembro. Como esses meses fazem parte do período seco, a expectativa é de baixa precipitação, e, assim como no mês de julho, agosto deve registrar um baixo volume de chuva. Entretanto, a expectativa para setembro é de que ocorra algum aumento, principalmente no subsistema SE/CO, ilustrado pela diminuição da área com índice inferior a 25 mm.

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



Fonte: CPTEC/INPE

<sup>24</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

## B) DEMANDA

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

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jun-16
SE/CO	32.402,80	-3,55%	-2,52%		33.597,03	33.241,34
S	10.423,42	2,36%	3,47%		10.183,05	10.074,25
NE	9.286,05	-5,87%	-2,86%		9.865,57	9.559,82
N	5.357,01	-2,35%	2,88%		5.485,71	5.207,16
SIN	57.469,28	-2,81%	-1,06%		59.131,36	58.082,57

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Nota: \* Os dados referentes a junho de 2017 foram corrigidos após a emissão do último Boletim, seguindo revisão do ONS.

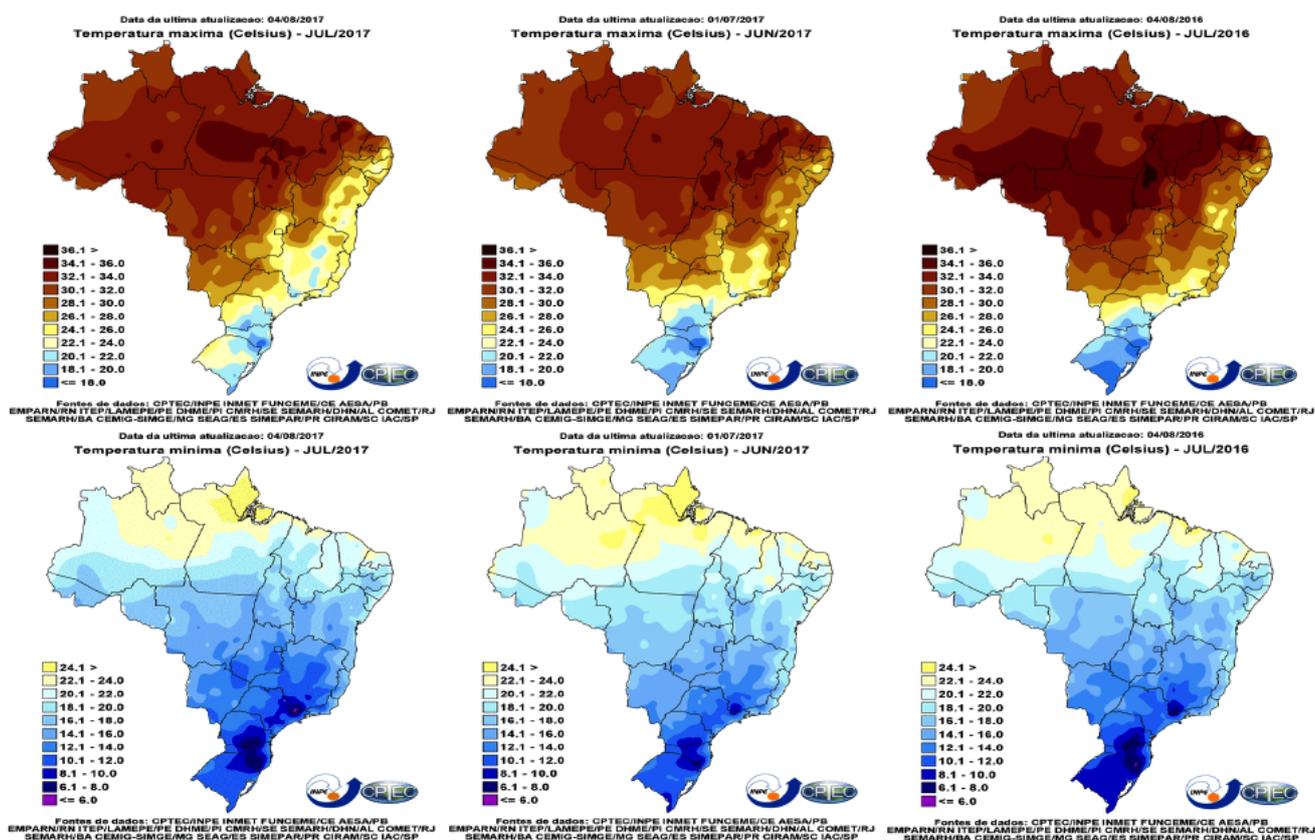
A carga de energia do SIN caiu 2,81% na comparação mensal (Tabela 5.2) e 1,06% na comparação anual. Com exceção do S em que o consumo de energia cresceu 2,36% em relação ao mês anterior, todos os subsistemas apresentaram redução na comparação mensal (SE/CO -3,55%, NE -5,87%, N -2,35%). Já, na comparação anual, o consumo de energia cresceu no S e N respectivamente 3,47% e 2,88%, ao passo que no SE/CO e NE houve queda no consumo de energia (-2,52 e -2,86%, respectivamente).

Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas à redução da temperatura média em todos os subsistemas, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. A Figura 5.3 mostra como em média houve queda da temperatura mínima na comparação mensal em todos os subsistemas, apesar de ter ocorrido um ligeiro aumento da temperatura

máxima no S. No S, é plausível afirmar que a redução de temperatura pode ter incentivado o aumento do consumo de energia para aquecimento de ambiente e água. Por outro lado, nos demais subsistemas, a redução da temperatura média pode ter propiciado um menor uso de aparelhos de ar condicionado e conseqüentemente um menor consumo de energia elétrica.

Além disso, a redução do consumo de energia entre junho e julho de 2017 pode ser explicada em parte pelo fato da bandeira tarifária ter passado de verde para amarela. Ao contrário de na bandeira tarifária verde em que não há nenhum custo extra para o consumidor, na bandeira tarifária amarela para cada kWh consumido é cobrada uma tarifa adicional de R\$ 0,20. Logo, o retorno da bandeira amarela sinaliza que a população deve passar a controlar melhor seu consumo e reduzir o desperdício no uso de energia elétrica.

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



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a queda da carga de energia no SE/CO e NE também pode ser relacionada principalmente à ocorrência de temperaturas em média mais baixas (Figura 5.3). Contudo, o aumento do consumo de energia no S e no N pode estar relacionado à tendência de recuperação da atividade econômica. Segundo dados do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, ambas as regiões apresentaram crescimento significativo das importações na comparação anual, revelando o aquecimento da atividade econômica nestas regiões.

Com relação ao país, apesar de ter sido registrada uma redução do consumo de energia na comparação mensal

e anual, os resultados da Sondagem Empresarial do IBRE/FGV<sup>25</sup>, que consolida informações sobre os setores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, mostram que o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 78,1 para 84,8 pontos entre julho de 2016 e julho de 2017, indicando a recuperação da economia brasileira. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV<sup>26</sup>, caiu 6,5 pontos em relação a junho de 2017 e 1,9 pontos em relação a julho de 2016. Esta queda na percepção de incerteza dos agentes econômicos pode vir a colaborar para uma melhoria do nível de investimentos e do consumo de energia nos próximos meses.

<sup>25</sup> IBRE, FGV. Índice de Confiança Empresarial. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A7C82C5593FD36B015D0801580E6FA0>

<sup>26</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 julho recuou 3,12% em comparação com o mês anterior, conforme apresentado na Tabela 5.4. Acompanhando a tendência pluviométrica, observou-se também uma diminuição da geração hidráulica com relação ao mês anterior, registrando queda de 12,12% deste tipo de geração para o sistema. À exceção do subsistema NE, que ficou praticamente estável, houve queda de 6,37% no SE/CO, 15,39% no S e 39,02% no N, além de 3,85% da geração em Itaipu.

Por outro lado, nos subsistemas SE/CO e N, registrou-se forte aumento da geração térmica, de 53,11% e 53,78%, respectivamente, enquanto no S houve queda de 3,07% e de 11,11% no NE. Como resultado, o incremento deste tipo de geração no sistema foi de 26,40%, o que levou ao aumento de 26,30% na estimativa do fator de emissão de gases de efeito estufa – GEE, apresentado na Tabela 5.5. Já a geração eólica aumentou sua contribuição total em 16,46%, com incremento de 9,71% no S e 17,53% no NE. É importante observar, ainda, que no mês de julho a geração eólica no NE totalizou 4507.69 MWmed, respondendo por 55,29% da energia gerada nesse subsistema.

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jul-16
SE/CO	Hidráulica	16.363,09	-6,37%	-9,38%		17.475,76	18.056,16
	Nuclear	1.913,12	9,43%	24,45%		1.748,31	1.537,29
	Térmica	5.757,39	53,11%	71,80%		3.760,18	3.351,25
	Total	24.033,60	4,57%	4,75%		22.984,25	22.944,70
S	Hidráulica	8.593,33	-15,39%	-15,48%		10.156,12	10.167,20
	Térmica	1.004,59	-3,07%	-4,02%		1.036,42	1.046,65
	Eólica	670,73	9,71%	19,01%		611,39	563,57
	Total	10.268,65	-13,01%	-12,81%		11.803,93	11.777,42
NE	Hidráulica	1.606,11	-0,24%	-33,73%		1.610,02	2.423,51
	Térmica	2.038,85	-11,11%	5,97%		2.293,58	1.924,05
	Eólica	4.507,69	17,53%	24,92%		3.835,30	3.608,36
	Total	8.152,65	5,35%	2,47%		7.738,90	7.955,92
N	Hidráulica	3.658,34	-39,02%	25,99%		5.998,84	2.903,76
	Térmica	2.570,88	53,78%	19,49%		1.671,83	2.151,50
	Eólica	16,94	176,35%	-		6,13	0,00
	Total	6.246,16	-18,64%	23,56%		7.676,80	5.055,26
Itaipu	8.716,46	-3,85%	-18,49%		9.065,63	10.694,27	
Total	Hidráulica	38.937,33	-12,12%	-12,00%		44.306,37	44.244,90
	Nuclear	1.913,12	9,43%	24,45%		1.748,31	1.537,29
	Térmica	11.371,71	29,78%	34,20%		8.762,01	8.473,45
	Eólica	5.195,36	16,68%	24,53%		4.452,82	4.171,93
SIN	57.417,52	-3,12%	-1,73%		59.269,51	58.427,57	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com relação ao mesmo mês do ano anterior, também houve queda na geração total do sistema, de 1,73%. O recuo da geração hidráulica foi de 12,00%, enquanto a participação de térmicas e eólicas aumentou respectivamente em 32,71% e 24,13%. É importante ressaltar que no subsistema

N, único a apresentar aumento na geração hidráulica, a capacidade de geração deste tipo de fonte experimentou aumento de 1717,4 MW este ano, assim como as usinas eólicas, cujo expansão da capacidade instalada total no sistema foi de 645,6 MW<sup>27</sup>.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)<sup>28</sup>

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jul-16
SIN	0,1003	26,30%	38,31%		0,0794	0,0725

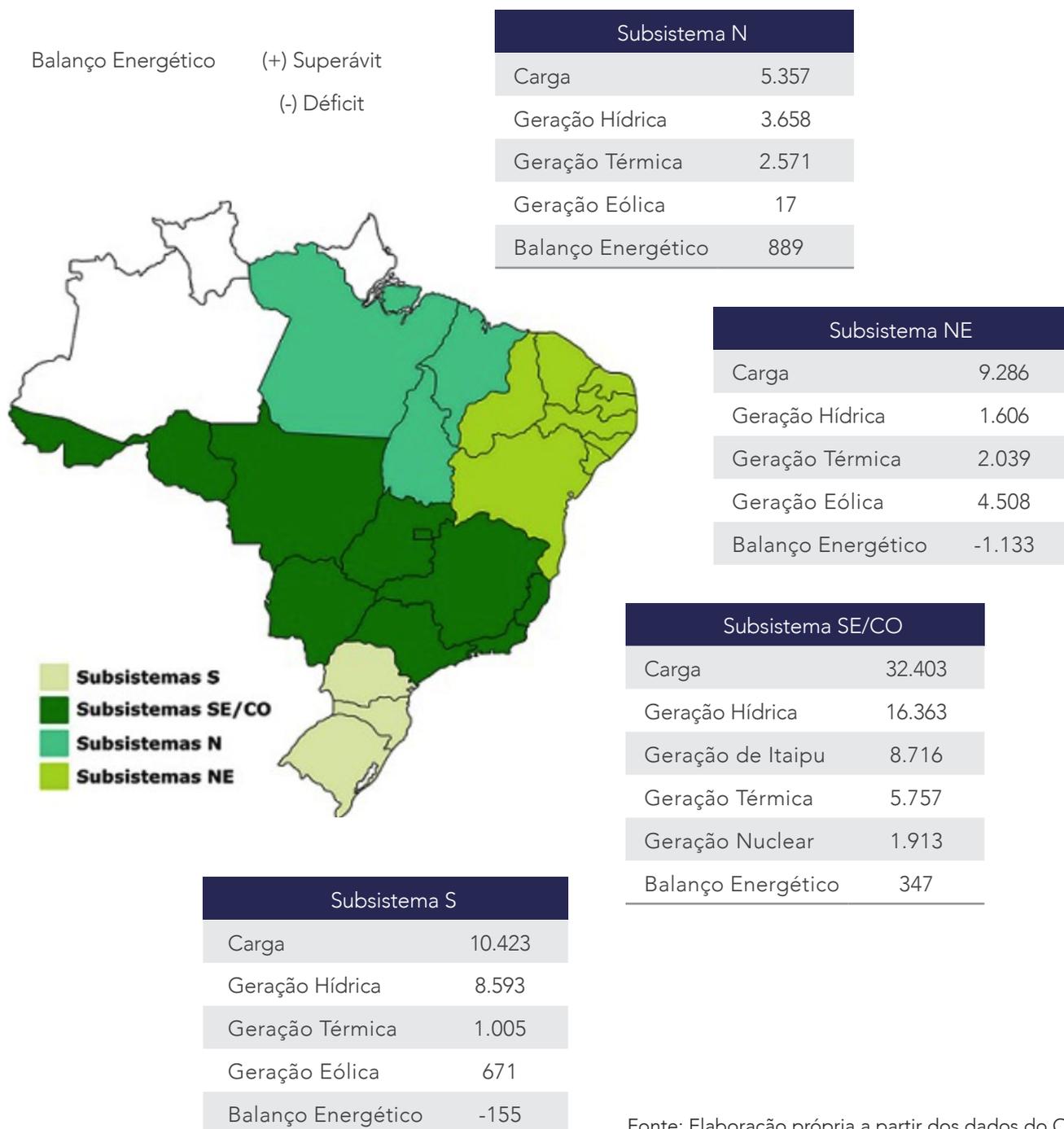
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

<sup>27</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

<sup>28</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 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.6, o intercâmbio entre as regiões durante o mês de julho foi relativamente baixo. A redução da geração hídrica no subsistema NE fez com que fosse necessário importar 1133 MWmed, que foram supridos pelas exportações

dos subsistemas N e SE/CO, cujos excedentes foram de 889 MWmed e 347 MWmed, respectivamente. O subsistema S, por sua vez, foi deficitário em 155 MWmed, sendo 51,3 MWmed importados através de intercâmbio internacional.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jul-16
S - SE/CO	-103,02	-106,59%	-107,59%		1.563,35	1.358,17
Internacional -S	-51,75	-665,57%	-115,00%		9,15	345,01
N - NE	889,16	-51,87%	-		1.847,44	0,00
N - SE/CO	0,00	-100,00%	100,00%		342,04	-151,89
SE/CO - NE	244,25	-12,56%	-84,77%		279,32	1.603,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## D) ESTOQUE

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	jul-17		jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17		jul-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	77.606	38,17%	-9,45%	-25,70%		85.708	42,15%	104.443	51,49%
S	14.111	70,20%	-24,34%	-19,74%		18.650	92,79%	17.581	88,09%
NE	7.910	15,27%	-14,08%	-34,41%		9.206	17,77%	12.060	23,28%
N	8.908	59,23%	-7,37%	8,87%		9.617	63,94%	8.182	54,40%
SIN	108.535	37,39%	-11,89%	-23,71%		123.181	42,43%	142.266	49,12%

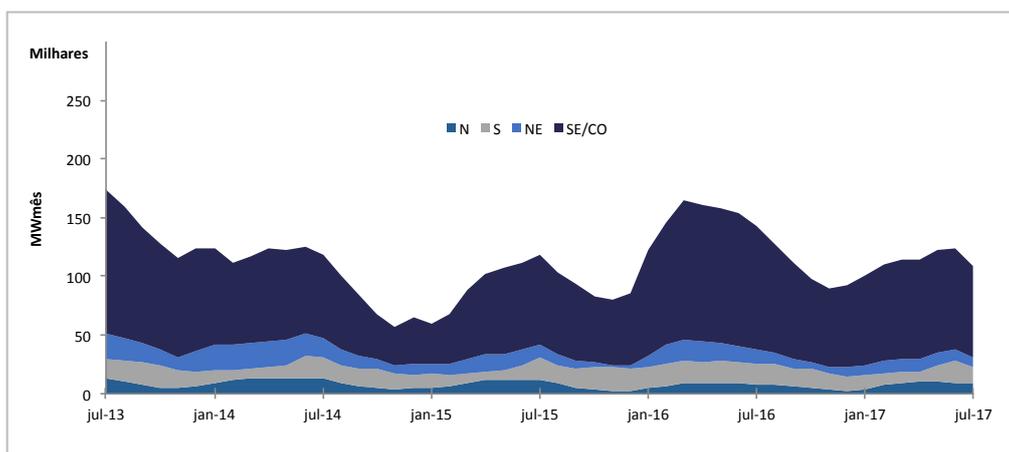
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Mesmo com a redução da geração hídrica, devido ao baixo volume pluviométrico característico do período, a Energia Armazenada – EAR apresentou queda em todos os subsistemas na comparação com o mês anterior, conforme Tabela 5.7. As quedas registradas foram de 9,45% no SE/CO, 24,34% no S, 14,08% no NE e 7,37% no N, resultando em diminuição de 11,89% para o SIN e atingindo 37,39% da capacidade total dos reservatórios. Apesar do alto valor registrado para o subsistema S, dada a condição inicial dos reservatórios, o volume final registrado foi equivalente a 70,20% da capacidade. No entanto, no NE a situação

dos reservatórios ao fim do mês de julho foi de apenas 15,27% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 23,71%, enquanto a diminuição da ENA apresentada na Tabela 5.1 foi de 58,72%. Exceto o subsistema N, que observou aumento da capacidade instalada ao longo do período, todos os outros apresentaram quedas expressivas, de 25,70% no SE/CO, 19,74% no S e 34,41% no NE. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.5.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

## E) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de julho de 2017, o CMO médio foi superior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R\$256.94/MWh foi idêntico em todos eles. Para os subsistemas SE, NE e N, que em junho apresentaram o valor

de R\$111.74/MWh, o aumento foi 129,95%. Já para o S, cujo valor havia sido de apenas R\$38,74/MWh, a alta foi de 563,32%. O aumento no preço da energia de curto prazo se deve à maior participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 175,42% para os subsistemas SE e S e de 150,87% para NE e N.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais julho/2017 (R\$/MWh)

	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jul-16
SE	256,94	129,95%	175,42%		111,74	93,29
S	256,94	563,32%	175,45%		38,74	93,28
NE	256,94	129,95%	150,87%		111,74	102,42
N	256,94	129,95%	150,87%		111,74	102,42

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

## F) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Em julho de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 152,3 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 69,3% era do tipo fotovoltaica, 14,5% térmica, 9,5% hidráulica e 6,7% eólica. A Tabela 5.9 apresenta

as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 19,4% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 13,5% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 6,61%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 204,70%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram CEEE-D (+21,37%), a Light (+9,17%) e a CEMIG-D (+8,02%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+1570,01%), Energisa Mato Grosso (+819,57%) e Light (+496,04%).

Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	jul-17	jul-17/jun-17	jul-17/jul-16	Tendências 12 meses	jun-17	jul-16
CEMIG Distribuição S.A	29.535,35	7,79%	118,41%		27.401,11	13.522,83
Companhia Energética do Ceará	20.619,47	0,72%	313,51%		20.472,69	4.986,49
Light Serviços de Eletricidade S.A.	10.091,48	15,20%	496,04%		8.760,12	1.693,08
Celesc Distribuição S.A.	8.371,20	0,60%	214,96%		8.321,20	2.657,83
Copel Distribuição S.A	7.827,80	6,82%	226,48%		7.327,83	2.397,60
RGE SUL Distribuidora de Energia S.A.	7.511,41	11,51%	439,57%		6.735,93	1.392,12
Companhia Paulista de Força e Luz	7.469,31	9,42%	359,26%		6.826,06	1.626,38
Energisa Mato Grosso S.A.	6.853,76	0,00%	819,57%		6.853,76	745,32
CEEE Distribuição	5.730,63	21,37%	1570,01%		4.721,43	343,15
Companhia Energética de Pernambuco	4.271,76	4,50%	36,85%		4.087,66	3.121,39
Outras	44.039,69	6,46%	151,60%		41.367,53	17.503,97
<b>Total</b>	<b>152.321,86</b>	<b>6,61%</b>	<b>204,70%</b>		<b>142.875,32</b>	<b>49.990,16</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## G) EXPANSÃO

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	48	98	350	1.842	50	-	-	2.389
Biomassa	348	106	103	490	125	49	25	1.245
Solar	533	1.517	386	-	-	-	-	2.437
Hidrelétrica	1.222	3.881	2.827	1.833	221	41	-	10.024
PCH	95	196	403	628	129	23	19	1.493
Eólica	1.273	2.347	1.030	498	90	-	-	5.238
<b>Total</b>	<b>3.520</b>	<b>8.145</b>	<b>5.099</b>	<b>5.292</b>	<b>615</b>	<b>112</b>	<b>44</b>	<b>22.826</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No mês de julho de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 2,9 MW em termelétricas a biomassa e 59,4 MW em usinas eólicas<sup>29</sup>. Dessa forma, a expansão para esses tipos de fonte no ano corrente chegou a 131,7 MW e 645,6 MW, respectivamente, totalizando um incremento de 2,82 GW para o sistema no período de janeiro a julho. A previsão para este ano é que ainda entrem em operação uma capacidade total de 3,52 GW, sendo 1.273 MW em usinas eólicas e 1.222 MW em hidrelétricas.

## H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 4 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo 2,4 milhões de unidades consumidoras localizadas em 144 municípios do estado do Pará, a distribuidora Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa) aumentou em 5,86% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 11,22% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em

média um crescimento de 7,19% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da CELPA S.A. entraram em vigor a partir de 7 de agosto. A concessionária Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (EDP-ES), que atende 1,5 milhões de unidades consumidoras localizadas em 70 municípios do estado do Espírito Santo, teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 7 de agosto em 9,34% em média, sendo 8,53% para os consumidores da baixa tensão e 10,9% para os consumidores da alta tensão. Ainda no estado do Espírito Santo, a Empresa Luz e Força Santa Maria S.A (ELFSM), que atende 433 mil unidades consumidoras em 11 municípios do estado, teve reajuste de 10,91% na alta tensão e 18,35% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 16,48% das tarifas a partir do dia 22 de agosto. Por fim, as 2,8 milhões de unidades consumidoras localizadas em 258 municípios catarinenses e atendidas pela concessionária Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), também a partir do dia 22 de agosto, tiveram reajuste tarifário de 7,77% na alta tensão e 7,90% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 7,85%.

<sup>29</sup> Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.	PA	7,19%	07/ago
EDP-ES	Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	ES	9,34%	07/ago
CELESC-DIS	Celelesc Distribuição S.A.	SC	7,85%	22/ago
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	16,48%	22/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## I) LEILÕES

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

A ANEEL aprovou o edital do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017, resultado da Audiência Pública 30/2017. O Mecanismo será realizado em 28 de agosto de 2017 por meio de sistema eletrônico na internet e o agente de geração apto a participar do Mecanismo deverá ofertar lance de prêmio inicial igual ou maior do que R\$ 33,68/MWh para cada empreendimento que deseje descontratar. Estarão aptos a participar do leilão os empreendimentos de geração eólica (central eólica), solar (central solar) e hidráulica (central hidrelétrica – CGH e PCH) que tenham Contrato de Energia de Reserva – CER vigente e que ainda não tenham iniciado operação em teste. O limite máximo de energia de reserva a ser descontratada será estabelecido pelo MME com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva será realizado em duas etapas. Na etapa inicial, os proponentes farão um lance de Prêmio Inicial por empreendimento. A este lance é acrescido o preço de venda contratado, formando os Índices de Classificação do Prêmio (ICP) dos empreendimentos. Os ICPs expressos em R\$/MWh são organizados então em ordem decrescente por

empreendimento de forma a classificar os proponentes com melhores ofertas de preço. Antes do início da etapa seguinte, será feito, para cada produto, o cálculo da quantidade demandada do produto e será encerrada a negociação dos produtos cuja quantidade ofertada seja igual a zero. Já, na etapa contínua, os proponentes classificados na etapa inicial submetem novos lances para os produtos em negociação, até que cesse a submissão de lances válidos. É importante destacar que os empreendedores que tiverem as propostas homologadas pela ANEEL deverão seguir regras preestabelecidas no edital para que os resultados sejam homologados e ficarão impossibilitados de participar dos dois leilões de contratação de energia de reserva, subsequentes à realização do Mecanismo de Descontratação. Os custos do Mecanismo serão arcados pela Conta de Energia de Reserva (Coner), em contrapartida, as receitas do Mecanismo serão revertidas em benefício também da Coner.

Apesar do Leilão de Descontratação de Energia de Reserva estar previsto para o final de agosto, o governo anunciou a realização de dois leilões de energia nova até o final deste ano. 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).

## J) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

### **Privatização da CESP**

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

### **Reservatório de Sobradinho atinge o nível mais baixo**

Sobradinho, o reservatório com maior área alagada do Brasil, alcançou o nível mais baixo desde sua criação na década de 1980, iniciando o mês de agosto com apenas 10% de sua capacidade total de armazenamento. Sobradinho é o principal regulador de águas da Bacia do rio São Francisco e hoje pratica volumes de vazão nunca antes ocorridos. O volume mínimo de vazão autorizado pelo IBAMA para Sobradinho é de 1.300 m<sup>3</sup>/s. Em agosto de 2017, devido à situação crítica do reservatório, a vazão que estava sendo praticada era de 600 m<sup>3</sup>/s e mesmo assim já há estimativas indicando que o nível do reservatório pode chegar ao volume morto ainda em novembro deste ano, comprometendo o abastecimento de água da região.

### **Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas**

O Ministério de Minas e Energia - MME colocou em consulta pública no dia 15 de agosto a portaria nº 322 e o relatório técnico "Avaliação dos limites da revisão da garantia física de energia das usinas hidrelétricas". O relatório visa analisar as possíveis consequências de ultrapassar o limite de 5% de redução das garantias físicas das hidrelétricas em regime de cotas, incluindo Itaipu. Segundo o relatório, caso fosse ultrapassado este limite de revisão da garantia física, seria possível aprimorar o mecanismo de realocação de energia (MRE). Além disso, segundo o mesmo, esta medida poderia tornar o ambiente regulatório mais eficiente, com menor nível de incertezas para os grandes geradores e menor necessidade de contratação de

energia de reserva. Contudo, poderia também elevar os custos para os consumidores regulados a partir de 2018. A consulta pública estará aberta para contribuições até o dia 28 de agosto.

### **Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico**

A consulta pública nº 33 do MME "Aprimoramento do marco legal do setor elétrico" foi finalizada no dia 17 de agosto. A consulta visa receber contribuições para estruturação de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo. Segundo afirmações do governo, a expectativa é analisar as contribuições ainda neste mês, para em setembro publicar a Medida Provisória com as mudanças pretendidas.

A princípio, as principais mudanças propostas pelo governo federal para o setor elétrico são: redução dos limites para acesso ao mercado livre; separação entre os produtos energia e lastro (que visa representar capacidade instalada e segurança energética); aporte de garantias diárias para comercializadores; possível criação de um mercado spot de energia elétrica; implementação de tarifas de eletricidade com diferenciação por binômio e hora para todos os consumidores até 2021; separação entre a figura do comercializador e distribuidor; possibilidade de descomissionamento de térmicas; descotização de hidrelétricas já amortizadas; despacho e formação de preços de liquidação de diferenças em mercado/leilão e não mais por modelos computacionais; agente comercializador centralizado (possivelmente CCEE) e fim da energia de reserva.

### **Aprovada proposta de privatização da Eletrobras**

O plano de privatização da Eletrobras apresentado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) foi aprovado pelo Conselho Executivo do Programa de Parceria de Investimentos (PPI). Segundo o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, a ideia inicial é diluir o capital da empresa através da emissão de novas ações. Caso essa medida não seja suficiente para que a União se torne minoritária, existe a possibilidade de venda de ações para que se atinja a meta de desestatização.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Objeto	ANP - 4ª Rodada de Acumulações Marginais	
	Descrição	
	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015	
Etapa	Data	
Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão	19/01/17	
Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	03/02/17	
Data-limite para apresentação das garantias de oferta	24/04/17	
<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>11/05/17</b>	
Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	12/05 a 22/05/2017	
Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 20/07/2017	
Prazo 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	21/07 a 31/07/2017	
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	21/07 a 22/08/2017	
Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/08/2017	
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	

Petróleo & Gás Natural

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Objeto	ANP - 2ª Rodada de Partilha de Produção		
<b>Descrição</b>	Desenvolvimento de estudos para viabilizar a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.		
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>	
	Autorização para a realização da rodada	02/02/17	
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17	
	Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17	
	Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17	
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17	
	<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>	<b>25/07/17</b>	
	<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>	<b>23/08/17</b>	
	Seminário técnico	17/08/17	
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17	
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07	
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17	
	<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/10/17</b>	
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017	
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017	
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017	
	<b>Assinatura dos contratos de partilha de produção</b>	<b>Até 29/12/2017</b>	
Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - 3ª Rodada de Partilha de Produção	
	<b>Descrição</b>	3ª Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção no pré-sal. No certame serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, na região do polígono do pré-sal, relativas aos prospectos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.	
		<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
		Autorização para a realização da rodada	11/04/17
		Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de partilha de produção	05/07/17
		Início do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	06/07/17
		Disponibilização do pacote de dados técnicos	06/07/17
		Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de partilha de produção e término da consulta pública	21/07/17
		<b>Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro) (Consulta e Audiência Públicas nº 15/2017)</b>	<b>25/07/17</b>
		<b>Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção</b>	<b>23/08/17</b>
		Seminário técnico	17/08/17
		Seminário ambiental e jurídico-fiscal	24/08/17
		Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	08/09/07
		Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/10/17
		<b>Sessão pública de apresentação das ofertas</b>	<b>27/10/17</b>
		Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 09/11/2017
		Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	Até 11/12/2017
		Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 11/12/2017
		<b>Assinatura dos contratos de partilha de produção</b>	<b>Até 29/12/2017</b>

# ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, situados na Bacia de Campos.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17
	Realização da rodada		Maio de 2018
	<b>Objeto</b>	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para detalhamento dos estudos dos prospectos indicados		24/05/17
	Realização da rodada		Terceiro quadrimestre de 2019
	<b>Objeto</b>	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias marítimas da Foz do Amazonas (setores SFZA-AP1, AP2, AR1 e AR2), do Ceará (setores SCE-AP2 e AP3) e Potiguar (setores SPOT-AP1, AP2 e AR2), de águas ultraprofundas fora do polígono do pré-sal das bacias de Campos (setor SC-AP5), Sergipe-Alagoas (setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2), Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP-3) e de Santos (setor SS-AUP1), e das bacias terrestres do Paraná (setores SPAR-N e CN) e do Parnaíba (setores SPN-SE e N), além de blocos de setores terrestres das Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		24/05/17
	Realização da rodada		Maio de 2018
	<b>Objeto</b>	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser selecionados blocos das bacias de Camamu-Almada (setores SCAL-AP1 e AP2) e Jacuípe (setor SJA-AP) e de águas ultraprofundas fora do Polígono do pré-sal das bacias de Campos (SC-AP4) e de Santos (setor SS-AUP5), e das bacias terrestres do Solimões (setor SSOL-C) e Parecis (setores SPRC-L e O), além de blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	
	<b>Etapa</b>		<b>Data</b>
	Autorização para a realização da rodada		24/05/17
	Realização da rodada		Terceiro quadrimestre de 2019
<b>Objeto</b>	ANP - 5ª Rodada de Acumulações Marginais		
<b>Descrição</b>	-		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: primeiro semestre de 2018	
<b>Objeto</b>	ANP - 6ª Rodada de Acumulações Marginais		
<b>Descrição</b>	-		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Autorização para a realização da rodada		Pendente de aprovação da Presidência da República e posterior publicação no Diário Oficial da União (DOU).	
Realização da rodada		Previsão: segundo semestre de 2019	
<b>Objeto</b>	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 19/2017		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que substituirá a Resolução ANP nº 67, de 9 de dezembro de 2011, e disciplina a formação de estoques nacionais de etanol anidro pelos agentes da indústria de biocombustíveis.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 18/08/2017	
Audiência Pública		23/08/17	
<b>Objeto</b>	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 17/2017		
<b>Descrição</b>	Obter subsídios e informações adicionais sobre a revogação da Resolução ANP nº 1, de 06/01/2014, que estabelece os requisitos a serem atendidos pelos produtores, importadores e fornecedores de aditivos, pelos distribuidores que formulam os combustíveis aditivados, assim como outros procedimentos.		
<b>Etapa</b>		<b>Data</b>	
Consulta Pública		Até 10/08/2017	
Audiência Pública		24/08/17	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Petróleo & Gás Natural	<b>Objeto</b>	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 20/2017	
	<b>Descrição</b>	Recolher subsídios para a edição de ato regulatório que disciplinará os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à Isenção de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local, bem como as regras gerais dos Ajustes de percentual de Conteúdo Local comprometido e das Transferências de Excedente de Conteúdo Local, relativos aos Contratos de Concessão a partir da Sétima até a Décima Terceira Rodada de Licitações, de Cessão Onerosa e da Primeira Rodada de Partilha de Produção dos blocos de exploração de petróleo e gás natural.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Consulta Pública		Até 18/08/2017
	Audiência Pública		01/09/17
	<b>Objeto</b>	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 21/2017	
	<b>Descrição</b>	Recolher subsídios para revisão da Portaria ANP nº 170/2002, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, de cabotagem, de apoio marítimo, de apoio portuário e interior, conforme Ação 14.1 da Agenda Regulatória 2017-2018.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
Consulta Pública		Até 11/09/2017	
Audiência Pública		30/10/17	

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	ANEEL - Leilão A4/2017	
	<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)		-
	Realização do leilão (previsão)		Dezembro de 2017
	<b>Objeto</b>	ANEEL - Leilão A6/2017	
	<b>Descrição</b>	Leilão de Energia Nova "A-6" de 2017, no qual serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Publicação do edital para realização do leilão (previsão)		-
	Realização do leilão (previsão)		Dezembro de 2017
	<b>Objeto</b>	ANEEL - Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva	
	<b>Descrição</b>	Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, cujas diretrizes foram estabelecidas pelo Decreto nº 9.019/2017 e pelas Portarias MME nº 151/2017 e nº 200/2017.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Publicação do Edital e dos Agentes e Usinas elegíveis à participação no Mecanismo		27/07/17
	Data-limite para envio dos pedidos de esclarecimentos		04/08/17
	Data-limite para publicação dos esclarecimentos		15/08/17
	Prazo de Inscrição e Aporte de Garantia de Proposta		Das 8h do dia 16/08/2017 até às 16h do dia 17/08/2017
	Distribuição de senhas de acesso ao sistema		17/08/2017 - das 9h às 16h
	Treinamento da sistemática		18/08/17
	Prazo para impugnação do Edital		21/08/17
Simulação do Mecanismo		23/08/17	
Prazo para decisão sobre impugnação do Edital		25/08/17	
<b>Sessão do Mecanismo, via Internet.</b>		<b>28/08/17</b>	
Entrega na ANEEL dos documentos necessários à Descontratação		27/10/17	
Resultado do julgamento dos documentos necessários à Descontratação		14/11/17	
<b>Publicação do aviso de homologação do resultado do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva e extinção das correspondentes outorgas de Autorização dos empreendimentos</b>		<b>13/12/17</b>	

# 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>07/07/17</b>
	<b>Data para pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA resultante do LEILÃO e para assinatura do(s) CONTRATO(S) DE CONCESSÃO</b>	<b>10/10/17</b>
Objeto	MME - Consulta Pública nº 36/2017	
<b>Descrição</b>	GT MRE: "Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas" - GT para aprimoramento do Mecanismo de Realocação de Energia apresenta o Relatório Técnico "Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas"	
	<b>Etapa</b>	<b>Data</b>
	Consulta Pública	Até 28/08/2017
Objeto	ANEEL - Consulta 007/2017	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições de atendimento ao público previstas na Resolução Normativa nº 414/2010, conforme item 33 da Agenda Regulatória 2016-2018.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	28/08/17
Objeto	ANEEL - Consulta 008/2017	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas aos processos de leitura constantes da Resolução Normativa nº 414, de 2010, conforme item 34 da Agenda Regulatória 2016-2018.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	04/09/17
Objeto	ANEEL - Consulta 010/2017	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas aos sistemas de medição constantes do Módulo 5 do PRODIST.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 10/09/2017
Objeto	ANEEL - Audiência 034/2017	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas à definição dos correspondentes limites para o indicador de qualidade comercial Frequência Equivalente de Reclamação - FER.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 21/08/2017
Objeto	ANEEL - Audiência 040/2017	
<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão da alocação de cotas de garantia física contratadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração	Até 25/08/2017

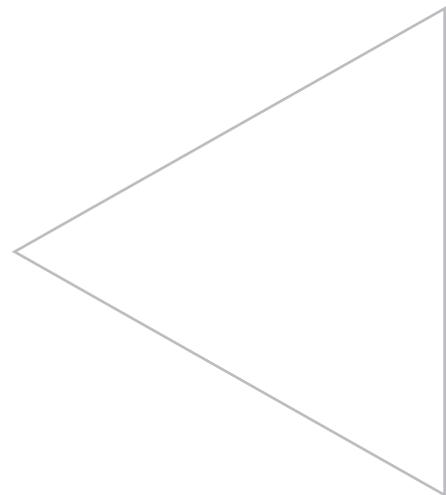
Setor Elétrico

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	ANEEL - Audiência 041/2017	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAPs das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória - BRR e de Outras Receitas.	
	<b>Etapas</b>		<b>Data</b>
	Prazo limite para colaboração		Até 15/09/2017
	<b>Objeto</b>	ANEEL - Audiência 042/2017	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão do ano limite para o alcance da universalização rural da Companhia Energética do Maranhão - Cemar.	
<b>Etapas</b>		<b>Data</b>	
Prazo limite para colaboração		Até 02/10/2017	





# **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:

