



# BOLETIM

## DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

### EDITORIAL

A Transição Energética, as Novas Tecnologias e o Comportamento do Consumidor

### OPINIÃO

**Marina Caetano**

Reconhecimento do papel das Cidades no enfrentamento às mudanças climáticas

**Acácio Barreto, Guilherme Pereira e Isabella Costa**

Como Quantificar os Benefícios das Redes Inteligentes: Desafios e Perspectivas

**Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes**

Resíduo Sólido Urbano é Energia Jogada no Lixo

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**EQUIPE DE PESQUISA**

*Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e  
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

*Superintendente de Ensino e P&D*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Pesquisa*

Fernanda Delgado

*Pesquisadores*

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Glaucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Isabella Vaz Leal da Costa

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

**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

## EDITORIAL

A Transição Energética, as Novas Tecnologias e o Comportamento do Consumidor.....	04
---	----

## OPINIÃO

Reconhecimento do papel das Cidades no enfrentamento às mudanças climáticas.....	09
Como Quantificar os Benefícios das Redes Inteligentes: Desafios e Perspectivas .....	13
Resíduo Sólido Urbano é Energia Jogada no Lixo .....	17

## PETRÓLEO.....22

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo .....	22
Derivados do Petróleo .....	30
Política de preços de derivados.....	32

## GÁS NATURAL.....34

Dados Gerais .....	34
Produção e Importação.....	35
Consumo .....	37
Preços .....	39

## BIOCOMBUSTÍVEIS.....42

Produção.....	42
Preços .....	44
Consumo .....	46
Importação e Exportação de etanol.....	47

## SETOR ELÉTRICO.....48

Disponibilidade.....	48
Demanda .....	50
Oferta .....	51
Balanço Energético .....	52
Estoque.....	53
Custo Marginal de Operação – CMO .....	54
Micro e Minigeração Distribuída.....	54
Expansão .....	55
Tarifas de Energia Elétrica.....	56
Leilões .....	57

## ANEXO .....58





## EDITORIAL\*

# A Transição Energética, as Novas Tecnologias e o Comportamento do Consumidor

### OPORTUNIDADES E DESAFIOS

O setor elétrico está em profunda transformação no mundo. Esta mudança é impulsionada por tecnologias cada vez mais disruptivas, como a difusão da geração distribuída, principalmente da solar fotovoltaica, a produção de carros elétricos com maiores autonomias, a queda nos preços das baterias, os investimentos em sistemas inteligentes e a digitalização no setor.

Estes novos desafios e oportunidades representam potenciais soluções na descarbonização dos sistemas, na transição de um modelo centralizado para um aumento do emponderamento do consumidor, antes inelástico<sup>1</sup> e com participação passiva, transformado em protagonista neste novo cenário.

As novas tendências apresentadas no setor elétrico mundial podem ser divididas em três elementos, denominados na literatura de "3D": Digitalização,

Descarbonização e Descentralização. Esses fatores geram resultados específicos em diversos setores da economia e efeitos que se propagam, o que potencializa ainda mais os resultados socioeconômicos da expansão tecnológica (CEMIG, 2018).

A partir desse novo modelo, surgem no setor energético alguns questionamentos que precisam ser respondidos:

- i. Quais são as oportunidades e desafios que as novas tecnologias colocam para as empresas?
- ii. Quais novos modelos de negócios deverão ser criados para explorar os sistemas de energia do futuro?
- iii. Como os serviços de eletricidade, que são hoje gerados e operados principalmente de maneira centralizada, serão fornecidos aos consumidores?
- iv. Qual o impacto da intensificação da digitalização no setor energético?

<sup>1</sup> O conceito de elasticidade é usado para medir a reação dos consumidores frente a mudanças em variáveis econômicas. Por exemplo, para alguns bens os consumidores reagem bastante quando o preço sobe ou desce e para outros a demanda fica quase inalterada quando o preço sobe ou desce. No primeiro caso se diz que a demanda é elástica e no segundo que ela é inelástica. (PINTO, Jr. et. al, 2007).

Com o aumento do consumo dessas novas tecnologias e da disseminação da indústria 4.0, variáveis importantes devem ser analisadas com mais atenção:

- a. Os Modelos Regulatórios:** as tecnologias enfrentarão obstáculos na disseminação generalizada caso a regulamentação de seu país permaneça atrasada e instável.
- b. Controle, Segurança e Privacidade:** há ainda assuntos de segurança cibernética que precisam ser resolvidos, para assim o consumidor confiar seus dados pessoais a uma solução digital.
- c. Questões de Integração:** as aplicações das novas tecnologias oferecem soluções que exigem mudanças significativas ou até mesmo a substituição completa de sistemas existentes. A fim de realizar a troca, as empresas precisam desenvolver uma estratégia de transição.
- d. Análise do Custo:** as novas tecnologias oferecem uma grande economia em preço e tempo por transação, mas os altos custos de capital inicial podem ser uma barreira a sua disseminação.
- e. Adoção Cultural:** a forma como os consumidores vão encará-las determinará a curva de adoção e penetração tecnológica nos países. No caso da geração distribuída, representará uma troca completa para uma rede descentralizada que requer a participação integrada de seus usuários e operadores.

## A EVOLUÇÃO DO COMPORTAMENTO DO CONSUMIDOR

A discussão recente entre a escolha por sistemas de geração centralizados ou descentralizados assemelha-se ao debate e incerteza que a indústria elétrica já viveu no início do século passado com a chamada Batalha das Correntes.

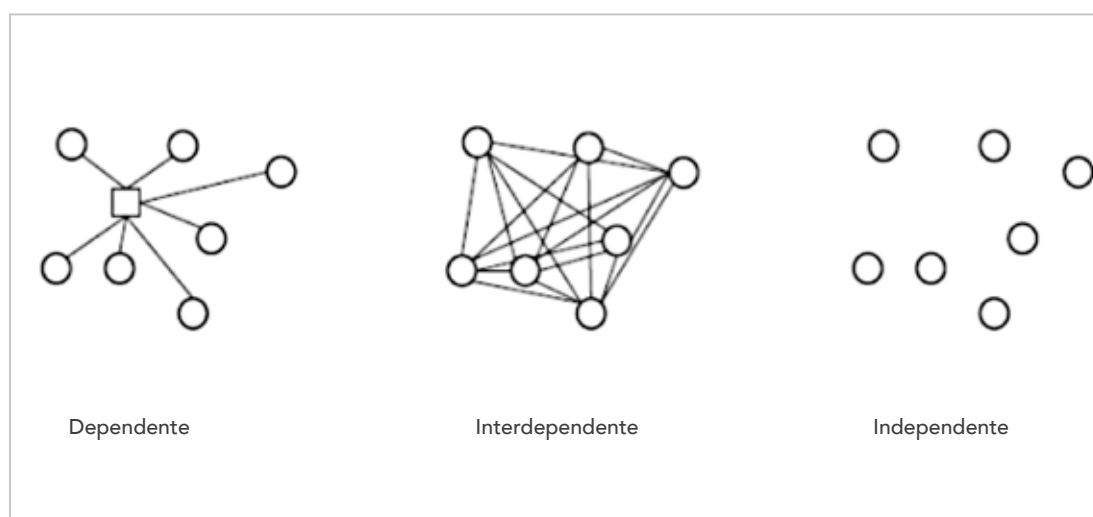
Green & Staffell (2017) apontam que a inserção dos recursos energéticos distribuídos e a mudança de comportamento do consumidor, com a entrada na rede dos *prosumers* (consumidor-produtor) e também dos *prosumages* (consumidor-produtor-armazenador) são os novos desafios da indústria elétrica na cobrança, na operação e na integração aos sistemas centralizados atuais.

Hojcková et al. (2018) denomina o atual sistema elétrico como sistema técnico-social em transformação e apontam que as alternativas ao modelo tradicional, competem e evoluem ao longo do tempo. Dessa forma, a utilização dos recursos energéticos distribuídos resultam de processo de acumulação do conhecimento, consequentemente há um elevado grau de dependência inicial das estruturas preexistentes. Logo, durante o processo de inovação no setor elétrico, as novas tecnologias não substituem as antigas de forma totalizada, observa-se uma complementariedade das estruturas ao longo do tempo.

Nessa perspectiva de evolução das estruturas, Hojcková et al. (2018) define três cenários possíveis de transição energética para sistemas completamente renováveis, com diferentes tipos de comportamento do consumidor – vide figura 1. No primeiro cenário, os sistemas operam com consumidores dependentes da rede elétrica chamado *"super-grid"*, representam o setor elétrico atual com geração predominantemente centralizada e renovável. No segundo cenário *"smart-*

*grid"*, os consumidores possuem comportamento interdependente e a rede elétrica será interconectada com a interação dos seus participantes. No terceiro cenário chamado *"off-grid"*, os novos consumidores são independentes e o desligamento da rede torna-se atrativo com o armazenamento de energia distribuída, esse processo é denominado espiral da morte, quando o custo da rede aumenta diretamente com a taxa de evasão dos consumidores.

Figura 1. Comportamento do Consumidor com os Sistemas Elétricos Distribuídos.



Fonte: Hojcková et al., 2018.

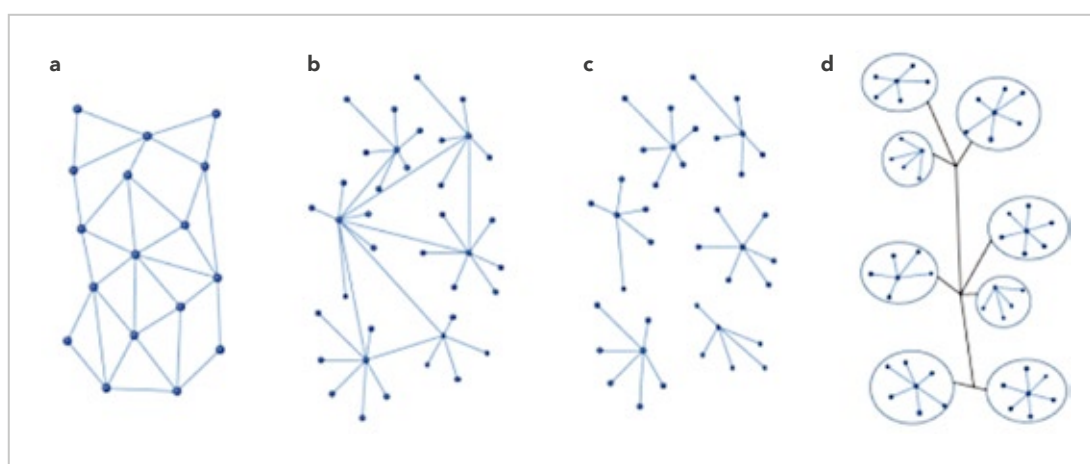
Na escolha *"off-grid"*, o comportamento do consumidor pode ser justificado pela ausência de estrutura de rede, como acontece na região Norte do Brasil. De forma geral, para o caso de locais com avançados sistemas elétricos, o perfil de consumo *off-grid* está relacionado a avaliação dos benefícios socioeconômicos, decorrentes do *"empoderamento"* desses consumidores. Apesar do cenário *off-grid* elevar autonomia dos consumidores, verifica-se a perda das vantagens que a interconexão na rede pode proporcionar aos seus usuários no cenário *"smart-grid"*.

A partir dessas informações, percebe-se que os recursos energéticos distribuídos ou descentralizados deixaram de ser definidos apenas como a geração distante do centro de carga. Com a influência da internet das coisas, a conectividade entre plataformas e compartilhamento de informações/usuários, estes recursos devem diferenciar-se em relação à escala e o perfil de interconectividade dos consumidores, pois incrementam e desenvolvem a rede elétrica (ROMEIRO, 2017).

Dentro das análises de Parag & Sovacool (2016) e Hojcková et al. (2018), no que diz respeito as possibilidades de interconexão dos consumidores e expansão dos *smart grids*, observa-se na figura 2 as possíveis configurações do comportamento do consumidor em redes inteligentes. No caso A, os consumidores da rede possuem interconexão direta

chamada *peer-to-peer*. Na situação B, os usuários estão integrados em pequenos grupos de microrredes e são interconectados. No cenário C, as pequenas microrredes são isoladas da rede principal. No esquema D, os consumidores estão agregados em pequenas comunidades isoladas, entretanto são interconectadas.

**Figura 2. Cenários para o comportamento do consumidor de redes inteligentes.**



Fonte: Parag & Sovacool, 2016.

Utilizada desde o final da década de 90, o uso das microrredes como facilitadora dos recursos distribuídos nas redes de distribuição amplia a confiabilidade e a resiliência do sistema frente as interrupções originadas por desastres naturais, ataques físicos ou cibernéticos e falhas em cascata. A sua estrutura possibilita a gestão da energia localmente em subseções da rede que podem ser isoladas da rede principal, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica (HIRSCH et al., 2018).

Nas informações de Romeiro (2018) e Mengelkamp et. al. (2018), verifica-se que na cidade de Nova York há o projeto piloto da Brooklyn Microgrid com uma microrrede física e virtual, onde através de uma blockchain os consumidores interconectados podem

comercializar energia entre si. Cabe destacar que a microrrede não possui autossuficiência, ela apenas assegura energia aos consumidores prioritários em casos emergenciais de interrupção da rede principal.

No caso do Brasil, o país possui grande parte da população ainda em processo de inclusão no mercado de consumo de diversas categorias de produtos e serviços. Assim, deve-se buscar entender qual o comportamento do consumidor brasileiro frente as novas tecnologias em 2018.

Desde a divulgação da resolução 482 que permitiu o avanço e disseminação dos recursos energéticos distribuídos no Brasil, mais de 39 mil famílias possuem sua própria geração. As incertezas tecnoló-

gicas, econômicas e os interesses políticos compõem as principais barreiras na transição energética de um sistema centralizado para uma maior interconexão dos usuários (ANEEL, 2018).

O Brasil possui como diferencial em seu planejamento energético o Sistema Interligado Nacional,

que permite a conexão de todo o sistema elétrico entre as regiões. Pode-se dizer que o uso dos recursos distribuídos e desconectados da rede é similar a posse de um “*smartphone*” sem internet. Logo, há evidências da importância e posição estratégica dos ativos do setor elétrico brasileiro na expansão e interconexão com os novos consumidores-geradores.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Base de dados Geração Distribuída. Brasília, 2018.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Plano estratégico de inovação de tecnologia digital da CEMIG. Minas Gerais, 2018.

GREEN, R.; STAFFELL, I. “Prosumage” and the British Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, No. 1, 2017.

GUI, E.; MACGILL, I. Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges. *Energy Research & Social Science*, 35: 94-107, 2018.

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90: 402-411, 2018.

HOJCKOVÁ, K.; SANDÉM, B.; AHLBORG, H. Three electricity futures: Monitoring the emergence of alternative system architectures. *Futures*, 98: 72-89, 2018.

MCKENNA, R. The double-edged sword of decentralized energy autonomy. *Energy Policy*, 113: 747-750, 2018.

MENGELKAMP, E.; GÄRTTNER, J.; ROCK, K.; KESSLER, S.; ORSINI, L.; WEINHARDT, C. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210: 870-880, 2018.

MUNSON, R. From Edison to Enron: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity. Praeger, 2005.

PARAG, Y.; SOVACOO, B. Electricity market design for the prosumer era. *Perspective, Nature Energy*, 2016.

PINTO, Jr. et. al. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Editora Elsevier, 2007.

ROMEIRO, D. A construção de mercados elétricos em perspectiva – Questões para o Brasil. Grupo de Economia da Energia – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 2017.

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





## OPINIÃO

# Reconhecimento do papel das Cidades no enfrentamento às mudanças climáticas

Marina Caetano\*

Quando se pensa em combater a mudança do clima, nem sempre a primeira coisa que temos em mente são as cidades. Os países dominaram os holofotes da discussão sobre os impactos da mudança do clima desde o início da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas<sup>1</sup>. Entre a primeira conferência das partes em Berlin (1995) e a última em Bonn (2017), houve um longo caminho para que as cidades fossem reconhecidas como atores fundamentais para o cumprimento de metas como as do Acordo de Paris. O famoso lema “Pensar Global, Agir local” começou a ganhar forma e entrar em ação nos últimos anos.

Redes de cidades e organizações que trabalham com essa agenda ofereceram as ferramentas necessárias e possibilitaram espaços de intercâmbio de ações entre os municípios a nível global e nacional. CGLU<sup>2</sup>, ICLEI<sup>3</sup>, C40<sup>4</sup>, ANAMMA<sup>5</sup> e CB27<sup>6</sup> são algu-

mas delas, e cada uma a sua maneira, e muitas vezes atuando cooperativamente, contribuíram para um ambiente mais propício e especializado para ação pelas lideranças locais. Entretanto, é importante ressaltar a necessidade de ações integradas entre todos os níveis de governo, além da sociedade civil e do setor privado, para o alcance das metas necessárias na busca do enfrentamento do clima.

## AÇÕES DAS MUNICIPALIDADES NO BRASIL

Alguns municípios brasileiros vêm tomando ações que devem se tornar significativas em longo prazo, caso tenham continuidade nos próximos anos. Seguem alguns exemplos:

### A) Benefícios fiscais em busca da expansão da energia solar nos municípios

Benefícios fiscais, sejam para o setor privado ou para o cidadão, são normalmente um ótimo incentivo

<sup>1</sup> UNFCC na sigla em inglês.

<sup>2</sup> Cidades e Governos Locais Unidos.

<sup>3</sup> Governos Locais pela Sustentabilidade.

<sup>4</sup> Cities Climate Leadership.

<sup>5</sup> Associação Nacional de Órgãos Municipais de Meio Ambiente.

<sup>6</sup> Fórum de Secretários Municipais de Meio Ambiente das Capitais Brasileiras apoiado pela Fundação Konrad Adenauer Brasileira, Governos Locais pela Sustentabilidade.

para a mudança comportamental necessária para o enfrentamento à mudança do clima. A cidade de Palmas criou em 2015 o programa “Palmas Solar”<sup>7</sup>, no qual são oferecidos descontos de até 80% no imposto predial e urbano (IPTU) por cinco anos, assim como descontos no Imposto sobre a Transmissão de Bens Imóveis (ITBI), na primeira transferência de imóvel. A lei também incentiva que as pessoas recorram a prestadores de serviços locais. A isenção de ISS contribuiu para que mais de 20 empresas instalassem-se em Palmas, fomentando a geração de empregos locais. Até o momento 70 famílias já instalaram o sistema e espera-se que esse número aproxime-se de 100 ainda neste ano segundo a prefeitura de Palmas.

Já a cidade de Salvador, depois de lançar o IPTU verde, que oferece desconto diretamente no IPTU a empreendimentos que contemplem práticas de sustentabilidade em suas ações, lançou recentemente o IPTU Amarelo. O Programa de Certificação Sustentável IPTU Amarelo, assim como no caso de Palmas, tem como foco a energia solar. Os moradores da capital baiana poderão ter um desconto de 10% no valor pago do IPTU, caso invistam em energia proveniente da luz e do calor do Sol. A ideia do programa é dividir os empreendimentos em três categorias (bronze, prata e ouro) de acordo com a energia elétrica solar produzida e o consumo de determinada unidade imobiliária. O programa está em processo de adesão, a previsão é que se inicie ainda em 2018.

Iniciativas como essas, em paralelo a recentes iniciativas como a do Governo Federal através do BNDES, que por meio do Programa Fundo Clima irá ofertar crédito para pessoas físicas interessadas

na instalação de sistemas de aquecimento solar e sistemas de cogeração de energia elétrica, são fundamentais para que a geração de energia solar se dissemine em larga escala pelo país.

## **B) Iluminação pública de LED<sup>8</sup>: Investimentos de Norte a Sul**

Segundo relatório do Banco Mundial<sup>9</sup>, a iluminação pública representa mais de 4% do consumo total de energia no Brasil. O custo da iluminação pública representa o segundo maior item orçamentário de grande parte dos municípios, superado apenas pelas despesas com a folha de pagamento. Projetos de eficiência energética no setor têm um papel importante para a redução de emissões de gases efeito estufa das cidades, além de significar redução de custos para o orçamento municipal. Além da vantagem econômica, a iluminação em LED não utiliza materiais nocivos à saúde presente nas lâmpadas comumente utilizadas pelas municipalidades. Várias cidades brasileiras vêm trocando as lâmpadas amarelas (vapor de sódio) e as lâmpadas fluorescentes pela tecnologia LED.

A cidade de Manaus é uma das pioneiras, tendo efetuado desde 2014 a troca de 46 mil luminárias (de um universo de 127 mil), com a perspectiva da substituição de 100% da iluminação pública até 2020 e uma economia de R\$5,5 milhões nas contas da prefeitura. Além disso, a capital do Amazonas estendeu o uso da tecnologia para a área rural com a instalação da tecnologia LED na Reserva de Desenvolvimento Sustentável do Tupé, a 25 km da capital. Tornando-se a primeira unidade de conservação no país a receber esse tipo de iluminação, em benefício as 67 famílias que residem na comunidade.

<sup>7</sup> Lei Complementar nº 327/2015 e regulamentado pelo Decreto Municipal nº 1.220, de 28 de março de 2016.

<sup>8</sup> O termo LED vem do inglês “light-emitting-diode” e tem tecnologia que transforma energia elétrica em luz.

<sup>9</sup> Banco Mundial – “Iluminando Cidades Brasileiras – Modelos de Negócios para Eficiência Energética em Iluminação Pública”. 2016

São Paulo, Boa Vista, Rio de Janeiro<sup>10</sup> e Curitiba são mais algumas das capitais que têm investido na modernização de seus respectivos sistemas de iluminação pública.

### C) Energia Fotovoltaica em Comunidade Indígena

A primeira região da capital Boa Vista a receber energia por meio de painéis solares foi a comunidade indígena Darora. A iniciativa beneficiou cerca de 50 famílias que antes dependiam de geradores, sendo que atualmente uma Usina de Geração Fotovoltaica atende a demanda da iluminação da comunidade. Essa iniciativa se prova ainda mais relevante quando se entende a situação de insegurança energética de Roraima, o único estado do Brasil que não faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>11</sup>. O estado é em parte dependente da energia elétrica gerada na Venezuela e enfrenta apagões constantes em 10 dos seus 15 municípios, incluindo Boa Vista. O programa da prefeitura pode ser um dos caminhos, junto a construção do “Linhão de Tucuruí”<sup>12</sup>, para que os municípios se tornem independente do fornecimento de energia internacional, e de quebra ainda gerem energia de baixo carbono.

### D) Mitigação de gases efeito estufa com ônibus elétricos

Em maio deste ano, a crise dos caminhoneiros pegou de surpresa os brasileiros e esvaziou a maior parte das avenidas das grandes cidades. Números

do Instituto de Estudos Avançados (IEA) da USP indicam que após 07 dias de diminuição do tráfego na cidade de São Paulo houve uma redução de 50% da poluição do ar. Portanto, neste caso foram quantificados os benefícios da redução de veículos a combustão, através dessa experiência acidental causada pela greve dos caminhoneiros.

A adesão de coletivos de baixo carbono começa a aparecer, ainda timidamente, como uma tendência. A cidade de Niterói, no estado do Rio de Janeiro assumiu a responsabilidade de comprar 50 ônibus elétricos para seus corredores BHLS<sup>13</sup>. Esse compromisso ganha conotação simbólica quando se constata que o dinheiro utilizado para a compra desses ônibus virá dos royalties do petróleo<sup>14</sup> recebidos pela cidade. Ainda no estado do Rio de Janeiro, a cidade de Volta Redonda foi a primeira a testar um ônibus de fabricação nacional 100% elétrico<sup>15</sup>. Recentemente a capital do aço, como é conhecida, realizou a compra de mais três ônibus elétricos com o objetivo de ampliar a experiência com transporte de baixo carbono.

### PERSPECTIVAS

Soluções integradas devem ser desenvolvidas através de: diálogos com o governo federal, busca por parcerias com o setor privado, intercâmbio de experiências com outras cidades e maior diálogo com a sociedade civil e com academia. A maioria

<sup>10</sup> PPP atualmente em apreciação na Câmara de Vereadores.

<sup>11</sup> Sistema de geração e transmissão de energia elétrica que engloba as cinco regiões do país, é predominantemente baseado nas usinas hidrelétricas.

<sup>12</sup> Linha que leva a energia produzida na hidrelétrica de Tucuruí (AM) à região norte do Rio Amazonas. A expansão para Boa Vista está atrasada devido a controvérsias sobre o impacto de sua construção, visto que a linha cruzaria territórios de povos indígenas.

<sup>13</sup> Bus with a high level of service

<sup>14</sup> Niterói está em segundo lugar, de acordo com a Agência Nacional de Petróleo, no ranking das cidades que mais recebem royalties no estado do Rio de Janeiro.

<sup>15</sup> Tanto no caso de Niterói, como no caso de Volta Redonda, os ônibus são da “Build Your Dreams” (BYD), empresa chinesa, que desde 2015 instalou uma fábrica de veículos elétricos em Campinas.

das iniciativas aqui apresentadas visa a solucionar múltiplos problemas de uma só vez, e isso é necessário para cidades inovadoras que se preocupam com os efeitos das mudanças climáticas. Entretanto, as municipalidades brasileiras devem ser mais ambiciosas em seus planejamentos estratégicos, incluindo ações de mitigação e adaptação, com o intuito de contribuir para o alcance das metas nacionais estipuladas no Acordo de Paris.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Banco Mundial. Iluminando Cidades Brasileiras – Modelos de Negócios para Eficiência Energética em Iluminação Pública. 2016.

\_\_\_\_\_. Manaus pode ser a primeira capital a substituir 100% dos sistemas convencionais de iluminação por lâmpadas de LED. Disponível em: <https://infraestruturaurbana.pini.com.br/2017/10/>

## AGRADECIMENTOS

- Fundação Municipal de Meio Ambiente de Palmas
- Secretaria Cidade Sustentável e Inovação de Salvador
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Sustentabilidade de Manaus
- Secretaria de Meio Ambiente e Serviços Públicos de Boa Vista
- BYD – Build Your Dreams

manaus-pode-ser-a-primeira-capital-a-substituir-100-dos-sistemas-convencionais-de-iluminacao-por-lampadas-de-led/ Acesso em 15 de Junho de 2018

PALMAS. LEI COMPLEMENTAR Nº 237, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. Programa Palmas Solar. Palmas, TO. Nov 2015. Disponível em: <https://legislativo.palmas.to.gov.br/media/leis/lei-complementar-327-2015-11-24-25-11-2015-17-35-2.pdf> Acesso em 18 de Junho de 2018.



Marina Caetano é Bacharel em Relações Internacionais pela Universidade Estácio de Sá, especialista em Meio Ambiente pela COPPE-UFRJ e Mestranda em Práticas em Desenvolvimento Sustentável pela UFRRJ. Trabalhou na Câmara de Comércio Brasil-Alemanha e também no Consulado Britânico no Rio de Janeiro. Desde 2014 exerce a função de Coordenadora de Projetos de Descentralização e Desenvolvimento Sustentável da Fundação Konrad Adenauer no Brasil, organização política alemã que atua com base nos valores da democracia cristã. Seu projeto mais relevante na KAS Brasil é a coordenação e apoio ao Fórum de Secretários de Meio Ambiente das Capitais Brasileiras – o CB27.

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





## OPINIÃO

# Como Quantificar os Benefícios das Redes Inteligentes: Desafios e Perspectivas

Por Acácio Barreto, Guilherme Pereira  
e Isabella Costa\*

*Smart grids*, ou redes inteligentes, são sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica que incorporam recursos de tecnologia da informação inovadores, com alto grau de automação, e que levam a uma maior eficiência operacional, quando comparados a um sistema convencional.

O conceito de *smart grids* é amplo e engloba uma série de tecnologias, como medidores inteligentes, automação de rede, meios de telecomunicação, geração distribuída entre outros. Tais diversidades tecnológicas ao serem incorporadas à infraestrutura de sistemas de energia elétrica podem beneficiar consumidores, distribuidoras e a sociedade como um todo. Cria-se uma nova era no setor elétrico onde um nível elevado de automação e tecnologia é adicionado às redes, tornando-as inteligentes. Dessa forma, tarefas complexas que demandam horas ou até dias podem ser realizadas em curtíssimos intervalos de tempo, com tecnologias avançadas de detecção, controle, medição, monitoramento e gerenciamento.

Embora as inúmeras vantagens sejam claras e evidentes, existe elevada incerteza com relação aos investimentos, aos impactos nas tarifas e de como os custos e benefícios globais serão rateados pelos consumidores, sociedade e distribuidoras. Os desafios para uma implantação massiva e sustentável ainda são grandes e têm relativa complexidade.

Uma vez que os investimentos das distribuidoras, para reconhecimento na tarifa, estão condicionados a análise da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a prudência econômica de tais investimentos é palavra chave. A análise de custo-benefício dos projetos de *smart grids* é primordial para que os benefícios sejam adequadamente quantificados e se demonstre em um determinado horizonte de tempo, que os investimentos embora volumosos, se justificam. Com essa análise é possível identificar e quantificar os benefícios para o consumidor, para a sociedade e para as distribuidoras mantendo-se garantido o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes.

Uma sugestão de metodologia para realizar a análise em questão vem sendo desenvolvida pela FGV Energia acompanhando as recomendações do IRENA (2017). Basicamente, para quantificação eficaz dos benefícios, é necessário que inicialmente se defina quais são objetivos estratégicos da empresa interessada em fazer investimentos nessas tecnologias. Neste momento, a empresa deve apresentar claramente sua intenção ao analisar um conceito e / ou tecnologia. Essa discussão deve fornecer um alinhamento entre as diretrizes e objetivos estratégicos da empresa e os benefícios que um conceito e / ou uma tecnologia trarão.

No caso específico de *smart grids*, os objetivos estratégicos podem incluir, por exemplo, recuperação de receita ou esgotamento de custos, bem como melhorias na qualidade do serviço, melhoria no gerenciamento de ativos, redução de custos operacionais, entre outros. Esta é uma discussão necessária e deve ser feita antes dos cálculos efetivos de custo-benefício.

Em seguida é necessário que se defina os objetivos técnicos a serem analisados. Assim, é preciso que se selecione as tecnologias (equipamentos) que serão empregadas e quais são as funcionalidades que as mesmas propiciam. Obviamente toda essa seleção deve ser elaborada considerando-se os processos da distribuidora em questão. Além disso, a abrangência e a escala do projeto são fatores importantes, uma vez que para se ter a real mensuração, projetos pilotos pequenos podem causar distorções na razão entre custos e benefícios.

Em seguida, essas tecnologias e as respectivas funcionalidades precisam ser avaliadas em uma rede de distribuição representativa da realidade. Com isso, é possível entender como a inserção

das redes inteligentes irá ocorrer em determinada área de concessão. É de conhecimento comum que uma área de concessão geralmente reúne diversas características geográficas, socioeconômicas, culturais e comportamentais. Além disso, usualmente são grandes, tornando o problema desafiador.

Após esta etapa, ocorre de fato a identificação dos benefícios. Existem diversos benefícios quantificáveis e não quantificáveis para a sociedade, consumidores e distribuidoras. Contudo, para as distribuidoras os benefícios financeiros diretos estão associados principalmente aos custos evitados e a receita adicional. O benefício, neste caso, pode ser entendido como a consequência de aprimoramento de uma funcionalidade a ponto de reduzir o custo operacional e/ou ampliar a recuperação de receita.

De forma complementar, é preciso que sejam levantados tanto os custos de implementação do projeto quanto os custos operacionais. Dessa maneira é necessário que tanto o projeto de *smart grids* quanto a estrutura da rede de distribuição sejam totalmente mapeados. Vale a pena lembrar que boa parte dos custos dos *smart grids* estão associados a investimentos em TI e estruturas de telecomunicação.

Por fim, após realizar a estimativa dos custos e benefícios, a análise de um projeto pode ser feita. Cabe ressaltar, todavia, que uma avaliação de implantação de *smart grids* não pode se limitar apenas a uma questão de valor presente dos custos e dos benefícios. É crucial que outros aspectos determinantes durante o processo decisório também sejam levados em consideração. O impacto nas tarifas, por exemplo, deve ser entendido e analisado. Além disso, existem diversos aspectos regulatórios, de políticas de incentivos, e de engajamento/aceita-

ção dos consumidores que precisam ser discutidos e aprofundados.

A análise de benefícios oriundos das *smart grids* tem grande importância para o Setor Elétrico Brasi-

leiro. O conceito de *smart grids* está presente no Planejamento Estratégico da ANEEL para os próximos anos, por isso é fundamental discutir esse tema e analisar a possibilidade de implementá-lo no SEB, o mais rápido possível.



Acácio Barreto é mestre em Engenharia de Produção na área de Sistemas de Gestão, pela UFF - Universidade Federal Fluminense e T.U.Braunschweig-Hannover (2008). Com graduação em Engenharia Elétrica pela UCP - Universidade Católica de Petrópolis (1980) e cinco Especializações: gestão de negócios IBMEC, análise de projetos FGV, qualidade UCP, distribuição de energia elétrica UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina, manutenção e operação Universidade MACKENZIE; e planejamento UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais. Responsável Técnico da SUMMA Engenharia; engenheiro eletricitista com 37 anos de carreira desenvolvida no Setor Elétrico com ênfase em Distribuição da Energia Elétrica e Transmissão da Energia Elétrica, com grande experiência nas áreas de operação, manutenção, performance da qualidade do produto e de serviços, e regulação técnica e comercial. Trabalhou até junho/2010 na Ampla

Energia e Serviços SA, hoje ENEL RIO; na CERJ, na ELETROBRAS; e como executivo no Grupo ENDESA. Coordenador do 'Comitê Técnico' da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE e por 8 anos coordenador do Subcomitê do Comitê de Distribuição – CODI (mérito). Coordenação e elaboração do projeto Estratégico 'Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes' - Smart Grids, do site <http://redesinteligentesbrasil.org.br/>.



Guilherme Pereira é Pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



Isabella Costa é Pesquisadora na FGV Energia e Professora do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Foi Pesquisadora Pós-doc do Laboratório de Engenharia de Processos, Ambiente, Biotecnologia, e Energia - LEPABE, no Departamento de Engenharia Química da Universidade do Porto - FEUP, Portugal. Professora do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Foi pesquisadora Pós-doc no Centro de Economia Energética e Ambiental - CENERGIA do Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ por 12 anos. É Doutora em Planejamento Energético com ênfase em Tecnologia da Energia pelo PPE/COPPE/UFRJ (2014) e Mestre em Planejamento Energético com ênfase em Planejamento Ambiental pelo PPE/COPPE/UFRJ (2009). Engenheira Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com ênfase em Recursos Hídricos e Meio Ambiente (2006). Tem experiência na área de Engenharia

Civil (Recursos Hídricos e Obras Hidráulicas), Mudanças Climáticas, Energia e Meio Ambiente, atuando principalmente nos seguintes temas: geração de energia elétrica (hidrelétrica, térmica, solar, eólica), impactos das mudanças climáticas nos sistemas energéticos; cálculos de potencial e custos para mitigação das emissões de gases de efeito estufa provenientes dos setores energo-intensivos no Brasil e no mundo; exploração e produção de petróleo e gás natural; captura e armazenamento geológico de carbono; Eficiência energética e Pegada ecológica nos setores industriais.

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





OPINIÃO

# Resíduo Sólido Urbano é Energia Jogada no Lixo

Por Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes\*

Um dos maiores desafios enfrentados pela humanidade no Século XXI é como lidar com a quantidade de resíduos sólidos gerada diariamente nos grandes centros urbanos. No Brasil, o padrão de consumo gerou em 2016 um total de quase 78,3 milhões de toneladas de resíduos sólidos urbanos (RSU), aproximadamente 1,04 kg/hab/dia, segundo o relatório da ABRELPE (Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais) publicado em 2017. Dessa quantidade, aproximadamente 53,3% foi destinada para aterros sanitários, enquanto o restante não sofreu destinação correta, não sendo nem sequer coletado ou sendo disposto

em lixões ou aterros irregulares (ABRELPE, 2017). Esses destinos não seguem os padrões estabelecidos pela NBR8419 (ABNT, 1992) e pela NBR13896 (ABNT, 1997), normas que explicitam as diretrizes técnicas para os projetos de aterro no Brasil que receberão RSU, acarretando em degradação e contaminação do meio ambiente com altos riscos para a saúde pública. A Tabela 1 mostra a quantidade de municípios em cada região do país pelo tipo de disposição final de seus RSU. Importante perceber como ela revela um pequeno retrocesso de 2015 para 2016 em relação à disposição correta dos resíduos.

Tabela 1: Quantidade de Municípios por Tipo de Disposição Final Adotada

Disposição Final	Brasil 2015	2016 – Regiões e Brasil					
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
Aterro Sanitário	2.244	92	458	161	822	706	2.239
Aterro Controlado	1.774	112	500	148	644	368	1.772
Lixão	1.552	246	836	158	202	117	1.559
Brasil	5.570	450	1.794	467	1.668	1.191	5.570

Fonte: ABRELPE, 2017

De acordo com o estabelecido na PNRS - Política Nacional de Resíduos Sólidos – Lei nº 12.305/2010 – (BRASIL, 2010), resíduo sólido urbano é qualquer resíduo originário de atividade doméstica (domiciliar) em residências urbanas ou originário de varrição ou limpeza de logradouros e vias públicas. O Art. 6º da Lei nº 11.445 (BRASIL, 2007), no entanto, também define que os resíduos originários de atividades comerciais, industriais e de serviços cuja responsabilidade pelo manejo não seja atribuída ao gerador podem, por decisão do poder público, ser incluídos nessa classificação. Assim, os RSU compreendem uma gama extremamente variada de materiais com diferentes composições, taxas de degradação, formas, tamanhos e conteúdo energético, criando dificuldades para a sua logística (coleta, acondicionamento e transporte), tratamento e disposição corretos.

Em termos gerais, os RSU têm como destinação final a deposição em aterros sanitários preparados para receber resíduos classe II-A (não perigosos e não inertes) e II-B (não perigosos e inertes) segundo a NBR10004 (ABNT, 2004) que dispõe sobre a classificação de resíduos. Nos aterros, os resíduos são dispostos em camadas sobrepostas para que ocorra a sua degradação ao longo dos anos. Essa degradação gera o biogás que, em termos energéticos, é uma opção de aproveitamento dos resíduos para aquecimento e/ou geração de eletricidade. O biogás é capaz de gerar eletricidade a partir de turbinas a gás e/ou a partir da queima em motores de combustão interna. No entanto, tal potencial ainda é muito subaproveitado no Brasil. Um estudo de 2010 (MMA, 2010) coletou, compilou e analisou dados de 56 locais de disposição de resíduos municipais e os resultados apontaram que, para aquele ano, a soma dos potenciais individuais de geração de eletricidade através de biogás forneceria cerca de 311 MW

de “potência instalada”. Mesmo ocorrendo diminuição desse potencial nos anos subsequentes devido à redução natural na produção de biogás, esse ainda representaria um total de 258 MW no final de um período de 10 anos (2020).

Todavia, é interessante apontar que é possível realizar aproveitamento energético dos RSU sem necessariamente enviá-los para aterros sanitários. Aterros apresentam questões complexas quanto ao seu projeto e gestão. O projeto e a construção de aterros são demorados e custosos, passando por diversas etapas. Além disso, a disposição inadequada de resíduos em aterros pode gerar passivos ambientais de complexa remediação, acarretando em longos processos de licenciamento ambiental ditados, por exemplo, pela Resolução CONAMA 404 (MMA, 2008) que estabelece os critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de aterros sanitários de pequeno porte para RSU. A própria PNRS estabelece que a disposição em aterros deve ser a destinação final apenas para rejeitos, sendo rejeito o nome dado para o resíduo em que já foram esgotadas todas as possibilidades de tratamento e recuperação por tratamentos disponíveis e economicamente viáveis.

Segundo a PNRS, a gestão de resíduos sólidos deve seguir uma ordem de prioridade apresentada em seu Art 9º: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento dos resíduos e disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos. Essa ordem tem o intuito de mitigar o problema dos RSU nos centros urbanos, além de alinhar o país com as práticas mais modernas na gestão de resíduos, visando a sustentabilidade. Sendo assim, a possibilidade de fazer aproveitamento energético local dos resíduos, dispensando ou reduzindo a necessidade de disposição final, também auxilia na questão da

coleta, acondicionamento e transporte de RSU, além de diminuir o volume de rejeito enviado para aterros, tendo em vista que a necessidade de espaço também é um fator limitante nos projetos. Os tratamentos locais ou regionais mais comumente aplicados são a compostagem para resíduos orgânicos e a incineração para resíduos não biodegradáveis cuja reciclagem não é possível ou não é viável.

A compostagem é o conjunto de técnicas aplicadas para controlar a decomposição da matéria orgânica, objetivando a obtenção de um material estável, rico em húmus e nutrientes minerais, no menor tempo possível (MONTEIRO et al., 2001). O material gerado pode ser aplicado como adubo e fertilizante na produção de novos alimentos, sendo uma solução de fácil aplicação domiciliar para restos de alimentos. Outra possibilidade para o tratamento de resíduos orgânicos é a biodigestão. Diferentemente da compostagem, essa não precisa da intervenção humana, pois todo o processo é feito em um biodigestor, sistema fechado em que os gases produzidos são coletados e armazenados em compartimentos chamados gasômetros, que promove a conversão de compostos orgânicos complexos em produtos simples por microrganismos anaeróbios em quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese (KUNZ et al., 2006). O interessante da compostagem e da biodigestão é que, assim como em aterros sanitários, ocorre a produção de biogás. Como exemplo de aplicação prática em centros urbanos, um trabalho desenvolvido na UFRJ estimou que a queima do biogás gerado a partir da biodigestão de resíduos orgânicos do Restaurante Universitário Central da Cidade Universitária seria capaz de produzir aproximadamente 177,6 KWh/dia de eletricidade (MOURA, 2017). Segundo o trabalho, a eletricidade total gerada em um mês poderia

suprir a demanda de aproximadamente 33 casas de acordo com o consumo médio mensal residencial em 2015 divulgado pela EPE (MOURA, 2017).

Já a incineração de resíduos não biodegradáveis é atualmente empregada em diversos países, principalmente os que não detêm muito espaço físico, como forma de reduzir o volume a ser destinado para deposição em aterros. É utilizada principalmente nos países nórdicos como forma de gerar aquecimento e eletricidade (RUSSO, 2003). O processo de incineração se baseia no uso de fornos a alta temperatura que promove a combustão completa dos resíduos, garantindo tratamento sanitário e destruição de componentes orgânicos, o que também minimiza a presença de resíduos combustíveis nas cinzas geradas ao final do processo (MORGADO et al., 2006). Essas cinzas são geralmente encaminhadas para aterros, porém estudos já comprovaram a possibilidade de incorporação delas como matéria-prima na confecção de cerâmicos em até certas porcentagens sem alteração do comportamento mecânico dos mesmos (NASCIMENTO et al., 2000; COUTINHO et al., 2016). Em relação às questões ambientais, as incineradoras podem enfrentar certa resistência pelo fato da queima de RSU emitir substâncias perigosas como dioxinas, furanos e ácidos (RUSSO, 2003). Contudo, o controle da poluição pode ser feito de forma a tratar os gases emitidos com sistemas de neutralização de ácidos, filtração para materiais particulados e retenção de compostos como óxidos, organoclorados e metais voláteis, por exemplo (MORGADO et al, 2006).

A geração de eletricidade através da incineração se baseia na produção de gases pela combustão dos RSU, gases esses que estão em elevada temperatura e são capazes de vaporizar a água para movimentar

turbinas a vapor (Ciclo Rankine). Na Alemanha, a usina de Schwandorf<sup>1</sup> incinera 23 toneladas de resíduos por hora em apenas uma de suas caldeiras e dessa forma é capaz de gerar energia elétrica para abastecimento da rede pública da cidade (ZMS, 2014). Não somente a incineração, mas processos como a gaseificação de resíduos também possibilitam aproveitamento energético. A diferença está no fato da gaseificação destruir os materiais pelo calor sem ocorrer a combustão, formando gás de síntese que pode ser utilizado para a geração de eletricidade ou de combustíveis líquidos pelo processo de Fischer-Tropsch. A própria PNRS estabelece que tecnologias de recuperação energética de RSU podem ser utilizadas, desde que exista viabilidade técnica e ambiental e que haja a implantação de um programa de monitoramento de emissão de gases tóxicos aprovado pelo órgão ambiental (BRASIL, 2010).

A partir do exposto acima, é possível concluir que as possibilidades para o aproveitamento energético dos RSU em cidades são variadas. Em termos de sustentabilidade, o melhor é sempre promover a não geração do resíduo, sua reutilização e reci-

clagem, respectivamente. No entanto, partindo de RSU já gerados e disponibilizados para descarte, iniciativas locais e comunitárias como compostagem, biodigestão e incineração já são capazes de mitigar o problema do acúmulo desenfreado de sólidos para disposição em aterro e os problemas de logística envolvendo coleta, acondicionamento e traslado dos resíduos, ao mesmo tempo em que gera aquecimento para processos industriais ou eletricidade para consumo. A Gestão Integrada de Resíduos envolve toda a parte de promover incentivos a Logística Reversa no mundo empresarial, criar centros de triagem e separação de lixo reciclável, fazer aproveitamento energético e incorporar os resíduos finais em novos materiais na compreensão de uma das máximas ambientais: não existe jogar fora. E, nisso, as análises de ciclo de vida conhecidas como “do berço ao berço” vêm exercendo papel fundamental, principalmente para demonstrar o potencial energético que está sendo desperdiçado. É imperativo mudarmos o paradigma pelo qual os resíduos são tratados e passarmos a enxergá-los como ótimas oportunidades para negócios lucrativos, inclusive na geração de energia.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRELPE – Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2016. 2017.

ABNT – NBR8419. Apresentação de Projetos de Aterros Sanitários de Resíduos Sólidos Urbanos. 1992.

ABNT – NBR13896. Aterros de Resíduos Não Perigosos – Critérios para Projeto, Implantação e Operação. 1997.

ABNT – NBR10004. Resíduos Sólidos – Classificação. 2004.

BRASIL - Lei nº 12.305. Política Nacional de Resíduos Sólidos. 2010.

BRASIL - Lei nº 11.445. Estabelece as Diretrizes Nacionais para o Saneamento Básico, Cria o Comitê Interministerial de Saneamento Básico. 2007.

<sup>1</sup> <https://www.z-m-s.de/>



COUTINHO, N.; VIEIRA, C. – Caracterização e Incorporação de Cinza de Resíduo Sólido Urbano em Cerâmica Vermelha. *Revista Cerâmica*, v. 62, p. 249-255, 2016.

KUNZ, A.; OLIVEIRA, P. - Aproveitamento de dejetos de animais para geração de biogás. *Revista de Política Agrícola*, v. 15, n. 3, p. 28-35, 2006.

MMA – CONAMA 404. Estabelece Critérios e Diretrizes para o Licenciamento Ambiental de Aterro Sanitário de Pequeno Porte de Resíduos Sólidos Urbanos. 2008.

MMA – Estudo Sobre o Potencial de Geração de Energia a Partir de Resíduos de Saneamento (lixo, esgoto), Visando Incrementar o Uso de Biogás como Fonte Alternativa de Energia Renovável. São Paulo, Brasil. 2010.

MONTEIRO, J., FIGUEIREDO, C., MAGALHÃES, A., MELO, M., BRITO, J., ALMEIDA, T., MANSUR, G. - Manual de Gerenciamento Integrado de resíduos

sólidos. Coordenação técnica Victor Zular Zveibil. Rio de Janeiro: IBAM, 200P. 2001.

MORGADO, T.; FERREIRA, O. – Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos, Aproveitamento na Co-Geração de Energia. Estudo para a Região Metropolitana de Goiânia. Universidade Católica de Goiás, Goiânia. 2006.

MOURA, R. - Avaliação do Potencial de Geração de Energia a partir dos Resíduos Orgânicos do Restaurante universitário Central da UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2017.

NASCIMENTO, L.; FILHO, N.; ZAKON, A. – Cinzas da Incineração de Lixo: Matéria-prima para Cerâmicas. *Revista Ciência Hoje*, v. 27, p. 63-57, 2000.

RUSSO, M. – Tratamento de Resíduos Sólidos. Universidade de Coimbra, Coimbra, Portugal. 2003.

ZMS - Zweckverband Müllverwertung Schwandorf. Consórcio Intermunicipal para o Aproveitamento de Resíduos Sólidos. Schwandorf, Alemanha. 2014.



Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes é mestrando na área de Otimização do Programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE/UFRJ. Graduado em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Possui diploma técnico em Informática pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ). Estudou por dois semestres na the University of Queensland (UQ), Austrália, como bolsista do Programa Ciência Sem Fronteiras. Atuou em projetos da COPPE/UFRJ nas áreas de Modelagem Hidráulica e Ambiental e Adaptação às Mudanças Climáticas. Estagiou na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Superintendência de Planejamento da Geração, em que trabalhou na parte de modelagem computacional de otimização para a expansão da geração do setor elétrico brasileiro.

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

A large yellow offshore oil platform with multiple levels, cranes, and storage tanks, situated in the ocean under a blue sky with light clouds.

# Petróleo

Por Pedro Neves\*

## A) PETRÓLEO

### a) Produção, Consumo e Saldo Comercial

O mês de julho de 2018 apresentou produção diária de 2,57 MMbbl/d, inferior aos 2,59 MMbbl/d produzidos em junho. A queda na produção está diretamente associada aos números da Petrobras, responsável pela operação de mais de 93% da produção, que manifestou-se atribuindo à cessão de 25% da sua participação no campo de Roncador para a Equinor e à parada da plataforma de Mexilhão para manutenções do resultado negativo mês (Petrobras, 2018)<sup>1</sup>. Todavia, a entrada do FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, que opera no campo de Tartaruga Verde, dá uma pequena amostra do que se espera para o segundo semestre na empresa, com a previsão de entrada de pelo menos quatro outras unidades de produção (Valor, 2018)<sup>2</sup>.

2019 também caminha para ser um ano positivo para a Petrobras. A companhia tem por objetivo reduzir sua dívida em pelo menos US\$ 10 bilhões no ano que vem, por meio do aumento de sua produção, da venda de ativos (e do recebimento de capital já negociado) e do aumento da arrecadação (motivada por preços internacionais mais altos) (Estadão, 2018)<sup>3</sup>. Além disso, existe uma movimentação no governo para que o leilão referente ao excedente da cessão onerosa ocorra no ano que vem e que o governo pague em dinheiro à estatal o referente à revisão do contrato. A origem do dinheiro seria exatamente a arrecadação proveniente do leilão, entretanto, o certame ainda depende de alguns trâmites legais para ser aprovado e agendado (EPBR, 2018)<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/producao-de-petroleo-e-gas-natural-em-julho-de-2018.htm>

<sup>2</sup> <https://www.valor.com.br/empresas/5669581/petrobras-diz-que-queda-na-extracao-e-pontual>

<sup>3</sup> <https://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,petrobras-ve-salto-na-producao-de-petroleo-em-2019-e-corte-de-us10-bi-na-divida,70002506132>

<sup>4</sup> <https://epbr.com.br/governo-pretende-indenizar-petrobras-em-especie-com-leilao-da-cessao-onerosa-em-2019/>

A expectativa da estatal é também condizente com o que afirma o governo federal. De acordo com o MME, o Brasil deve atingir ainda nesse ano a marca de 1 bilhão de barris produzidos no acumulado do ano. Esse seria o quinto ano seguido com alta na produção. Para tanto, a média diária a se percorrer deveria girar em torno de 2,73 MMbbl/d (Valor, 2018)<sup>5</sup>.

Na comparação anual, registrou-se queda de 1,8% em julho (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em julho, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 77,6% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.483

poços, sendo 718 marítimos e 6.765 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,3% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em julho foi oriunda de 87 poços e chegou a 1,454 Mbbbl/d de óleo e 58 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 1,821 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). O campo de Lula, sozinho, foi responsável por mais de 60% dessa produção de óleo equivalente. Esse fato ilustra o franco *ramp up* do campo, assim como o potencial que outros campos como Sapinhoá, Lapa, Mero e Búzios têm para incrementar a produção nacional. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com junho número de poços produtores: 96.

## 10 ANOS DE PRODUÇÃO PRÉ-SAL: APESAR DAS ADVERSIDADES, RUMO ÀS ESTRELAS

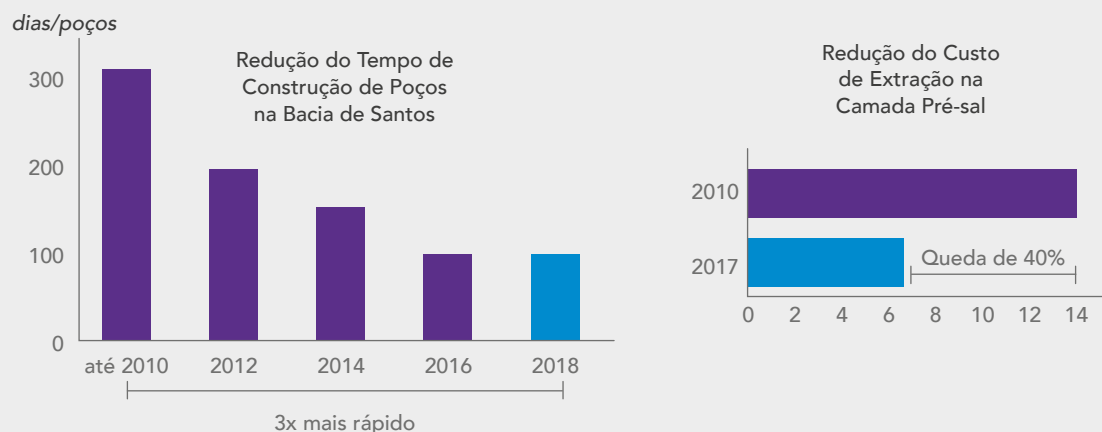
Em 2008, a Petrobras começou a produzir petróleo na camada do pré-sal, que posteriormente verificou-se ser um grande campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 900km na costa brasileira, do Estado do Espírito Santo ao de Santa Catarina, e englobando enormes bacias sedimentares. Hoje, em 2018, trata-se da fronteira petrolífera mais atraente do mundo. A redução de

custos proporcionada pelos avanços tecnológicos empreendidos e os elevados índices de produtividade dos campos fizeram a área mais competitiva que os badalados plays de *shale gas* que chegaram a ser vistos como uma revolução de impacto global (Figura 2.1).

Com 21 sistemas de produção, entre dedicados e compartilhados, que inclui a participação de

<sup>5</sup> <https://www.valor.com.br/brasil/5840555/producao-de-petroleo-pode-chegar-1-bilhao-de-barris>

Figura 2.1: Evolução dos indicadores do Pré-sal



Fonte: Petrobras, 2018.

sócios como Equinor, Total e Shell (sendo operadores com produção apenas Petrobras e Total), o *play* alcançou a marca de 1,8 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia) (mais do que 50% da produção total do país em julho de 2018), montante maior que a produção de importantes países produtores, como Reino Unido e Omã. Vale destacar que este volume de produção foi atingido apenas dez anos após o primeiro óleo. À parte o desenvolvimento tecnológico pujante da Petrobras no *play* nos últimos anos, algumas importantes áreas mundiais de exploração e produção tiveram *developments lags* muito maiores do que o pré-sal. O Golfo do México, por exemplo, descoberto em 1947, levou 20 anos para atingir a produção de 500 kbpd. A própria Bacia de Campos levou 21 anos para alcançar 500 kbpd. Hoje, a inovação tecnológica é um fator que ajuda o país a ganhar mais com a extração de cada barril, vide o tempo de perfuração de um poço, que passou de um ano e meio para apenas três meses.

Dentro do polígono, segundo a ANP (2018), são 18 campos com 90 poços com dados de produção no mês de julho de 2018, com média de produção de 16.154 bbl/d (alguns recordes como 3-BRSA-1305A-RJS / 3RJS739A, no campo Mero, com 38.800 bbl/d de produção média). Entretanto, como não existe tal coisa como risco geológico zero, 60 poços encontram-se secos desde 2016 (dentro do polígono).

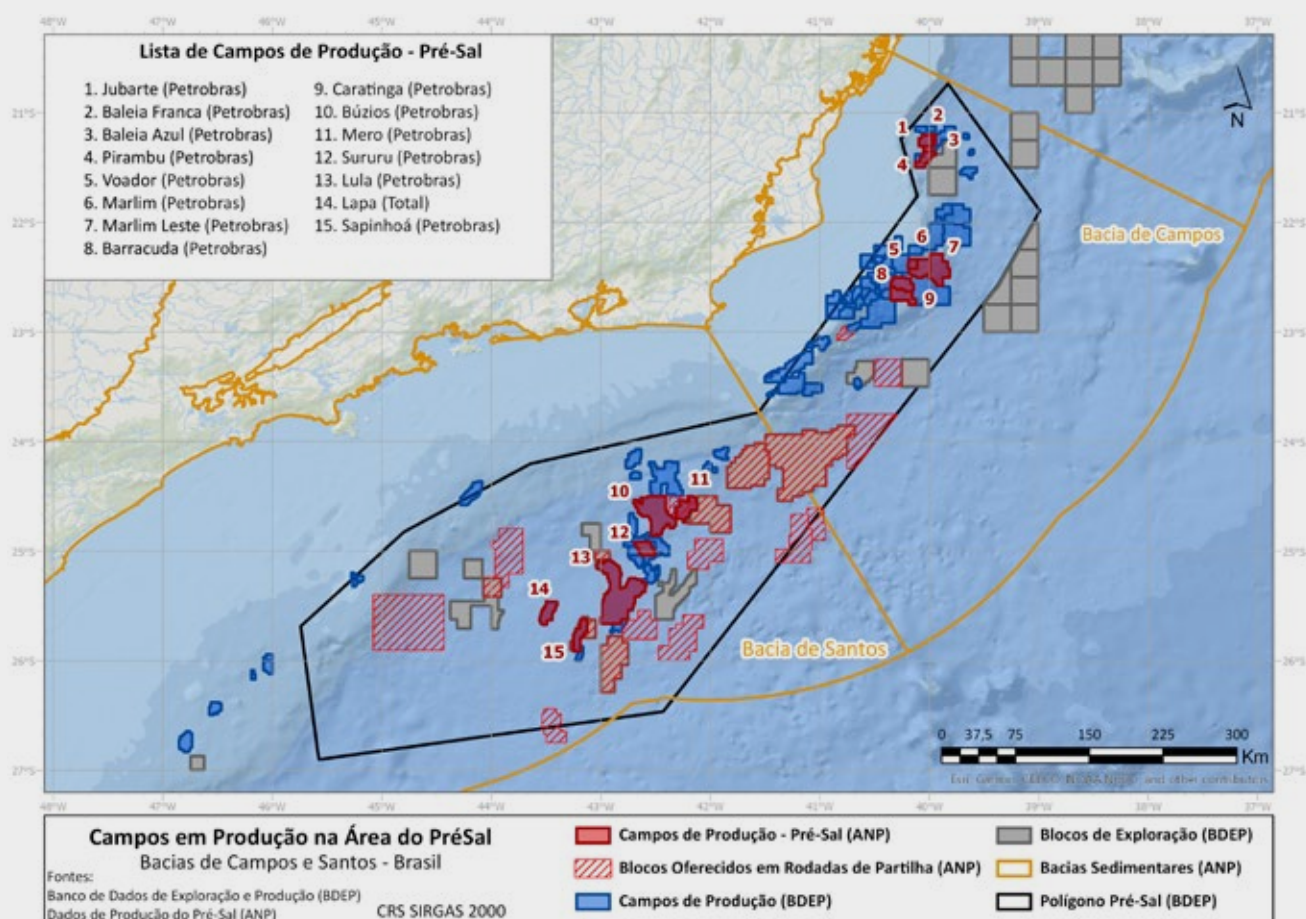
Adicionalmente, foram cinco anos discutindo a nova lei do petróleo, que introduziu o contrato de partilha. Se o calendário de rodadas tivesse ocorrido normalmente ao longo dos últimos anos, inclusive quando o preço do petróleo estava mais alto (a US\$ 100 por barril), ter-se-iam mais investimentos, mais empresas, e possivelmente, mais produção.



Passada a empolgação inicial em relação às descobertas das reservas do cluster, resta considerar os exemplos de grandes produtores internacionais de forma a não cair na armadilha dos recursos naturais que atrapou alguns países notórios exportadores de petróleo. Com nível de conhecimento técnico já disponível, é possí-

vel afirmar que estas descobertas modificam as condições de contorno da exploração de petróleo no Brasil, tanto pelo tamanho das reservas, quanto pelos desafios tecnológicos. E na esfera internacional instaura-se para a indústria petrolífera mundial uma comprovada fronteira de exploração.

Figura 2.2: 10 anos de produção do pré-sal







Fonte: Dados geoespaciais BDEP e ANP, 2018.

Adiantamos nessa edição que no dia 28 de setembro ocorreu a 5ª rodada de partilha do pré-sal, que ofertou as áreas de Sudoeste de Tartaruga Verde, Titã, Saturno e Pau-Brasil com volume de óleo *in situ* total estimado em 17 bilhões de barris de petróleo (ANP, 2018)<sup>6</sup>. O bloco de Saturno foi arrematado pelo consórcio Shell\* (50%) e Chevron (50%), com oferta de 70,2% de excedente em óleo. Já o bloco de Titã foi adquirido pelo consórcio ExxonMobil\* (64%) e QPI (36%) com excedente em óleo de 23,49%. Sudoeste de Tartaruga Verde foi arrematado pela Petrobras\* integralmente com 10,01% de excedente oferecido. Por fim, o bloco de Pau Brasil foi adquirido pelo consórcio BP Energy\* (50%), Ecopetrol (20%) e CNOOC Petroleum (30%), com excedente em óleo de 63,79%<sup>7</sup>.

A arrecadação do país com *royalties* e participações especiais teve um aumento de 62% a nível nacional nos oito primeiros meses do ano. A maior parcela das variações entre esse ano e 2017 ficou para a União (68,1%), seguida de estados (65,2%) e municípios (51,4%). Na distribuição por estado, o Rio de Janeiro segue o estado mais beneficiado no ano, com uma parcela de 72,7% se comparada com o total dos estados produtores. A arrecadação via participações especiais (para campos cuja produção é superior a 5 Mbbl/d) foi maior que a dos *royalties* no acumulado até agosto, com respectivos R\$ 20,7 e 14,1 bilhões. Fatores como a valorização da cotação do dólar e dos preços de referência internacionais, aliados ao crescimento da relevância do pré-sal no país, são os responsáveis pelos números positivos apresentados (Valor, 2018)<sup>8</sup>.

**Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).**

Agregado	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jun-17	Tendências*	jun-18	jun-17
<b>Produção</b>	79.829.003,5	2,7%	-0,5%		77.695.352,2	80.243.085
<b>Consumo Interno</b>	55.055.170,6	5,1%	11,4%		52.397.588	49.403.396
<b>Importação</b>	3.995.793,6	-23,1%	-31,5%		5.199.151	5.831.277
<b>Exportação</b>	56.687.863,9	183,3%	30,7%		20.010.847	43.361.430

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil enquanto operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 94% da produção. A participação da Equinor Brasil aumentou sua parcela em relação ao mês anterior para 2,8%, enquanto a Shell teve uma queda considerável e perdeu espaço no top 4 para a Chevron que, com o campo de Frade, obteve a fatia de 0,6%. A aparente

retração observada para a Shell no período não se reflete no perfil de produção da empresa enquanto concessionária, no qual a mesma continua com o segundo lugar com folga para a terceira, Petrogal Brasil. Serviços de manutenção no conjunto Parque das Conchas, operado pela Shell, motivaram a queda observada e devem permanecer pelo menos até setembro (O Petróleo, 2018)<sup>9</sup>. A produção da Total

<sup>6</sup> [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round\\_P5/Seminarios/lp5\\_areas-oferta.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_P5/Seminarios/lp5_areas-oferta.pdf)

<sup>7</sup> As empresas denotadas por (\*) são também operadoras dos campos que elas têm consórcio.

<sup>8</sup> <https://www.valor.com.br/brasil/5848561/arrecadacao-com-royalties-do-petroleo-cresce-62-no-ano>

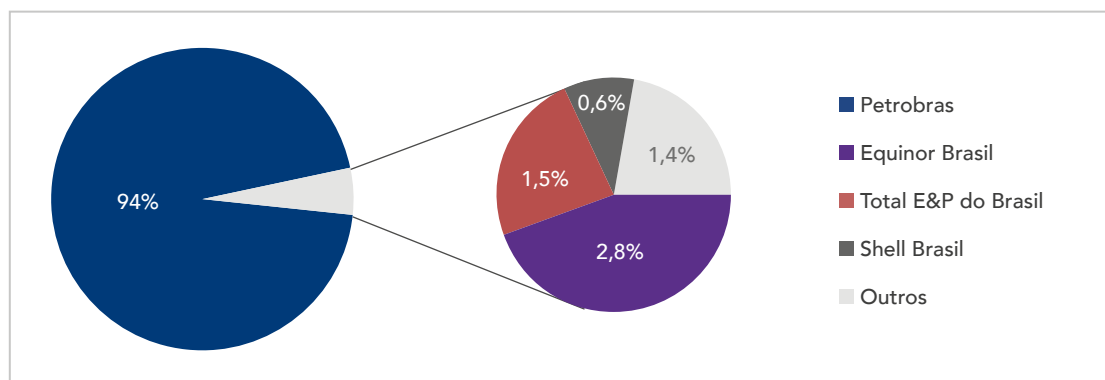
<sup>9</sup> <https://www.opetroleo.com.br/shell-contratara-unidade-de-manutencao-e-seguranca-no-brasil/>

se manteve no mesmo patamar: 1,5%. A Figura 2.3 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de julho.

As *International Oil Companies* (IOC's) têm apresentado um apetite vultoso com relação ao mercado brasileiro. A Equinor apresentou, em evento realizado na sede da Firjan no Rio de Janeiro, o seu plano de negócios para as operações no país, com um investimento de US\$ 15 bilhões até 2030. A companhia considera o país uma de suas 3 áreas-núcleo e pretende diversificar seu portfólio de negócios com investimentos em bacias maduras (com foco em ampliação do fator de recuperação e rejuvenescimento dos campos), exploração de áreas do

pré-sal (através de novas aquisições ou do desenvolvimento de áreas contratadas) e investimento em renováveis (como o recente aporte da planta solar de Apodi, capaz de abastecer mais de 160 mil domicílios) (Firjan, 2018)<sup>10</sup>. Outro exemplo de companhia é a ExxonMobil, que tem ofertado constantemente nos leilões recém-realizados e adquiriu 36,5% da área de Carcará junto a Equinor, operadora da área. A empresa ainda aguarda regulamentação do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (PEDEFOR) para contratar uma empresa instalada no país para construir equipamentos *subsea* de um de seus mais novos ativos (Valor, 2018)<sup>11</sup>.

Figura 2.3: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

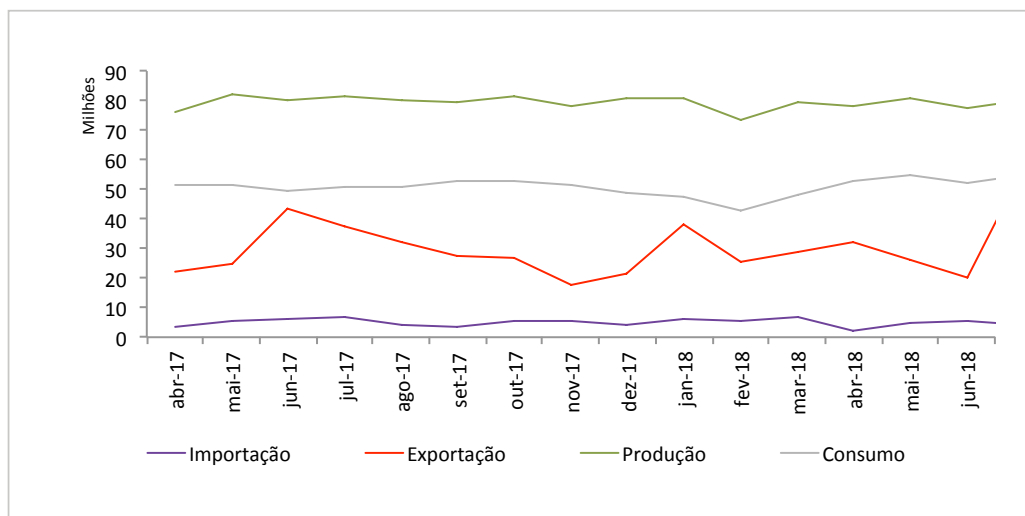
Sobre a balança comercial do setor petrolífero, as importações apresentaram queda no mês de julho de 23,1%. Por outro lado, as exportações do país quase triplicaram seu valor entre junho e julho. A estratégia já corriqueira de se exportar mais petróleo cru e diminuir sua importação

quando o preço de referência do barril e a cotação do dólar estão em alta parecem ter sido os motores que motivaram tais números. Na comparação anual, verificou-se redução nos valores relativos as importações e aumento das exportações em mesma proporção.

<sup>10</sup> <http://www.firjan.com.br/noticias-1/equinor-anuncia-investimentos-de-us-15-bilhoes-no-brasil-ate-2030.htm>

<sup>11</sup> <https://www.valor.com.br/node/5855245>

Figura 2.4: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

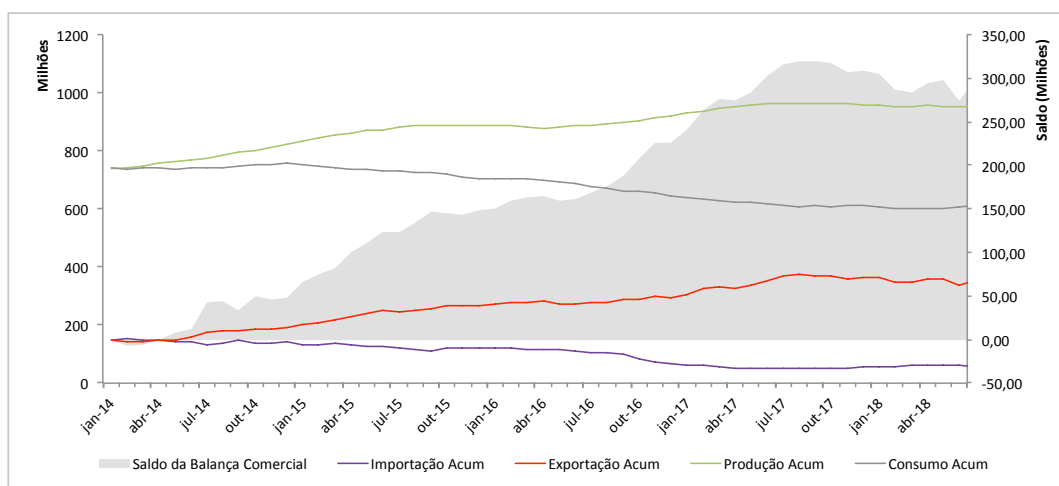


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo apresentou leve queda em julho, retomando a tendência de queda no ano. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Expor-

tações e Importações, verificou-se uma recuperação considerável em julho de 2018 e no acumulado de 12 meses, já sinalizados anteriormente com a alta das exportações e queda nas importações (Figura 2.5).

Figura 2.5: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.



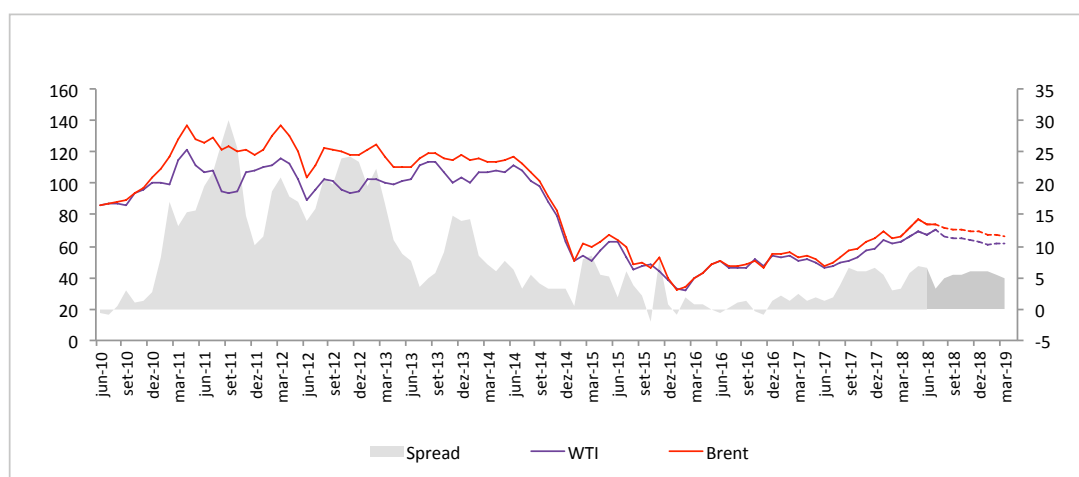
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.6), a média de preços do óleo tipo Brent registrou queda no mês de julho, atingindo o valor de US\$ 74,25/bbl. O WTI, entretanto, aumentou e chegou ao valor de US\$ 70,98/bbl em julho. Isso significa que, ao menos no período analisado, a vida dos produtores que vendem no mercado interno dos EUA esteve facilitada frente a dos refinadores e exportadores norte-americanos (Market Realist, 2018)<sup>12</sup>.

Por outro lado, em setembro de 2018, segundo o *Short-Term Energy Outlook* da EIA, os Estados Unidos passaram a Arábia Saudita e a Rússia como os maiores produtores de petróleo cru do mundo no ano. O aumento expressivo dos EUA tem como forte agente motivador a exploração de recursos não-convencionais, principalmente nas bacias de

*Permian* e *Bakken*. O marco reforça o novo panorama geopolítico do mundo do petróleo, com os EUA tornando-se cada vez mais influentes e com maior poder de barganha frente as então principais nações produtoras (Brasil Energia, 2018)<sup>13</sup>.

Ainda para entender um pouco melhor do tamanho que os recursos não-convencionais tiveram nos Estados Unidos, em leilão federal de áreas terrestres da bacia de *Permian* realizado em setembro, o acre de terra chegou a ser arrematado por US\$ 95 mil. O certame obteve uma arrecadação maior que todo o ano de 2017 e maior que o dobro do leilão realizado em 2008 (até então o de arrecadação recorde). Os resultados surpreenderam até especialistas no assunto, que julgavam que uma cotação de US\$ 32 mil por acre de terra na região já era considerado aceitável (World Oil, 2018)<sup>14</sup>.

Figura 2.6: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



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

<sup>12</sup> <https://marketrealist.com/2018/09/brent-wti-spread-might-push-oil-exports-and-downstream-stocks-up>

<sup>13</sup> <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/eua-se-tornam-mais-produtor-de-oleo/>

<sup>14</sup> <https://www.worldoil.com/news/2018/9/7/permian-oil-auction-gets-record-1-billion-as-bidding-soars>

Voltando à produção brasileira, em julho, o cenário de produção *offshore* por estado foi aparentemente positivo quando comparada com o mês de junho, com destaques para Alagoas<sup>15</sup>. A produção *onshore* segue em declínio no país, com exceção para o Maranhão, o Rio Grande do Norte e Sergipe. Esse

cenário da produção terrestre pode finalmente caminhar para dias melhores. A Petrobras recebeu ofertas para contratação de serviços de sondas terrestres de perfuração para as regiões Nordeste e Sudeste, em contratos de duração de dois anos, com pico de utilização em 2020 (Brasil Energia, 2018)<sup>16</sup>.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jun-17	Tendências*	jun-18	jun-17
AL	Onshore	72.450	-2,6%	-26,0%		74.415	97.844
	Offshore	4.234	73,4%	-17,2%		2.441	5.115
AM	Onshore	615.987	-2,6%	-1,2%		632.376	623.308
BA	Onshore	879.638	1,8%	-4,2%		864.065	917.863
	Offshore	15.864	-0,6%	7,3%		15.959	14.786
CE	Onshore	34.193	-10,4%	-6,9%		38.165	36.722
	Offshore	139.361	4,1%	-7,3%		133.882	150.411
ES	Onshore	300.523	2,7%	-5,0%		292.760	316.316
	Offshore	9.339.871	-0,5%	-20,1%		9.389.974	11.695.309
MA	Onshore	2.321	-	239,8%		1.671	683
RJ	Offshore	56.721.196	3,5%	5,1%		54.793.285	53.954.251
RN	Onshore	1.092.062	5,4%	-14,2%		1.036.217	1.272.679
	Offshore	142.746	-13,2%	-20,3%		164.410	179.030
SP	Offshore	9.912.810	2,2%	-4,3%		9.700.204	10.353.225
SE	Onshore	400.437	1,1%	-24,7%		396.192	531.526
	Offshore	155.311	2,0%	65,2%		152.296	94.019
Total		79.829.003	2,8%	-0,5%		77.688.311	80.243.085

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Como o display dos dados é mensal, cabe aqui a mesma ressalva para a diferença no número de dias entre os meses de junho e julho, cuja comparação é destacada na tabela. Ainda assim, pode-se observar aumentos bruscos como o da taxa de exportação de gasolina, GLP, QAV e óleo combustível. Ao mesmo tempo, altas expressivas foram registradas na taxa de importações referentes ao diesel e o óleo combustível.

Em meio a tudo isso, em setembro de 2018, o senador federal aprovou uma das MPs que circulava sobre o diesel. O texto foi corrigido em dois quesitos: limitação do subsídio para o diesel rodoviário e a inclusão de um mecanismo que distribuidoras que importam indiretamente o combustível fiquem de fora da subvenção. Além disso, permitiu também o envio de informações a ANP para formação do preço do diesel. O assunto entrou em pauta pois poderia se perder no período eleitoral e perder a validade no dia 11 de outubro (EPBR, 2018)<sup>17</sup>.

<sup>15</sup> Há de se lembrar, contudo, que a produção representa o total para o mês de julho, que tem 31 dias. Dessa forma, a maioria dos valores representa na verdade reduções em comparação com junho, que tem 30 dias.

<sup>16</sup> <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-contrata-operacao-de-sondas-terrestres/>

<sup>17</sup> <https://epbr.com.br/congresso-aprova-mp-do-diesel/>

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jun-17	Tendências*	jun-18	jun-17
Gasolina	Produção	12.571.566	-2,9%	-6,6%		12.946.933	13.461.249
	Consumo	18.815.182	-4,7%	-20,5%		19.751.074	23.658.022
	Importação	1.163.341	-12,6%	-62,3%		1.330.374	3.081.713
	Exportação	741.815	1930,9%	705,0%		36.526	92.150
Diesel	Produção	24.814.766	5,2%	19,0%		23.581.832	20.857.289
	Consumo	31.332.825	-0,6%	6,5%		31.525.397	29.420.294
	Importação	4.493.853	6,6%	-41,7%		4.214.693	7.714.152
	Exportação	12.437	-	-95,9%		0	303.346
GLP	Produção	4.064.818	-0,2%	4,6%		4.072.394	3.884.323
	Consumo	7.173.010	-10,0%	-2,7%		7.973.159	7.372.966
	Importação	2.194.016	40,9%	-24,5%		1.556.823	2.907.597
QAV	Produção	3.499.644	4,2%	11,3%		3.357.828	3.143.823
	Consumo	4.044.868	12,8%	22,5%		3.586.205	3.302.598
	Importação	317.167	-	-48,5%		351.728	615.778
	Exportação	58.234	39,4%	6439,0%		41.780	891
Óleo Combustível	Produção	6.411.196	11,2%	18,3%		5.766.979	5.419.947
	Consumo	969.230	6,5%	-26,9%		910.023	1.326.609
	Importação	204.352	274119,0%	-		75	0
	Exportação	3.845.014	21,1%	112,8%		3.176.303	1.807.211

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional dos combustíveis, a gasolina foi o único derivado a apresentar um valor de referên-

cia interna superior ao de referência. Todavia, o óleo combustível, desde novembro de 2016, segue a equidade internacional na elaboração de seus preços.

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



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

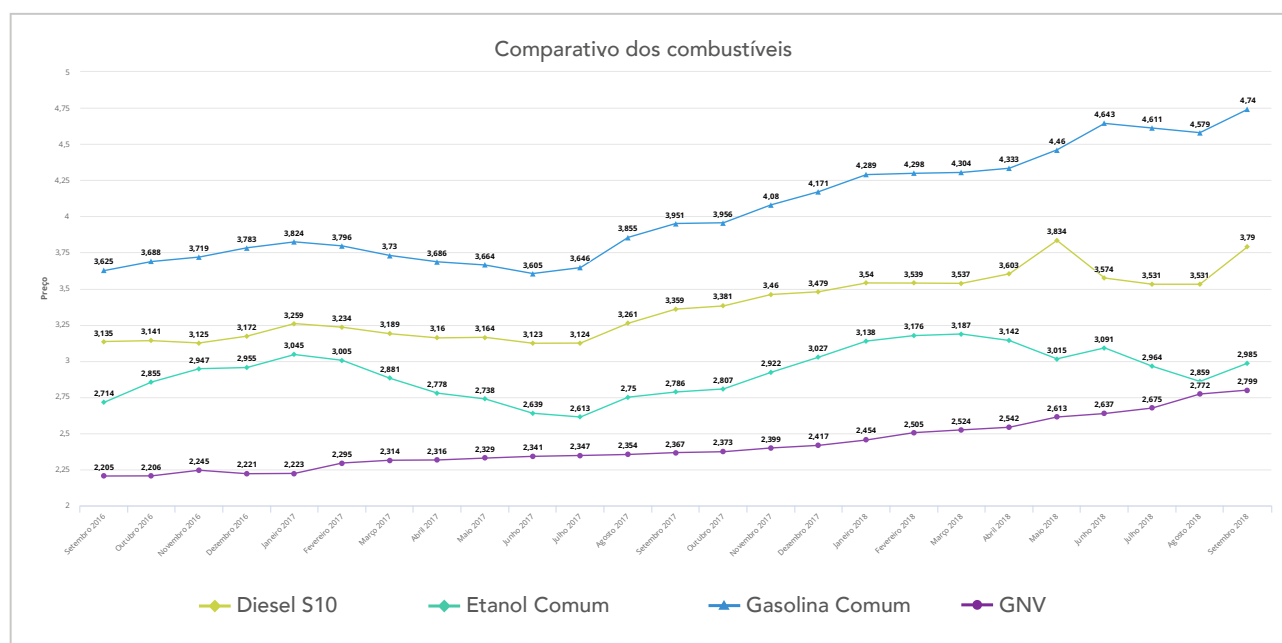
(1) Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação

## C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

Motivada pelos recentes conflitos acerca da precificação de combustíveis no país (vide edições passadas do nosso Boletim de Conjuntura), começamos a compartilhar uma série histórica de preços dos

combustíveis gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV praticados por postos de gasolina no Brasil (Figura 2.8). Os dados são da plataforma FuelLog.<sup>18</sup>

Figura 2.8: Histórico de preços da gasolina e etanol comuns, óleo diesel S10 e GNV no Brasil (R\$)



Fonte: FuelLog, 2018

Em agosto de 2018 a ANP abriu uma consulta pública com o objetivo de ampliar a transparência na formação de preços de derivados de petróleo e gás natural para o consumidor final. A iniciativa veio após uma Tomada Pública de Contribuições (TPC) que revelou a necessidade de elaboração de tais mecanismos para a formação de preços. Entre as principais medidas propostas estão a inclusão do preço e de todos os componentes de

sua fórmula praticados pelas empresas produtoras e importadoras de derivados e a obrigatoriedade do envio de dados de preço praticados por revendedores a partir de novembro de 2018 (por meio do sistema Infopreço) (ANP, 2018)<sup>19</sup>.

As medidas propostas pela resolução geraram discordância entre especialistas do mercado. Enquanto uns enxergam que as propostas podem reduzir

<sup>18</sup> A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: [www.fuellog.com.br](http://www.fuellog.com.br)

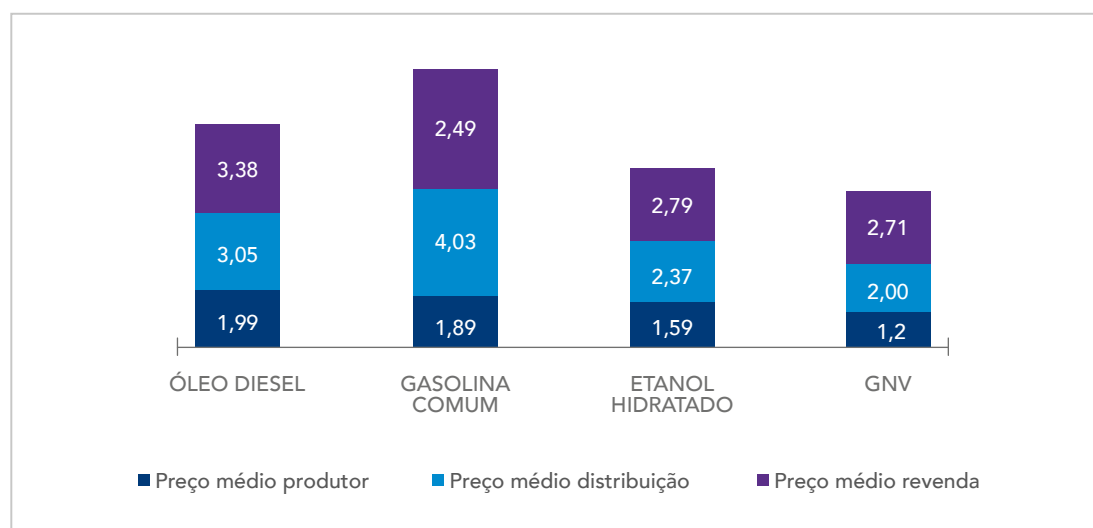
<sup>19</sup> <http://www.anp.gov.br/noticias/4674-anp-aprova-minuta-de-resolucao-sobre-transparencia-na-formacao-de-precos-de-combustiveis>



riscos e estimular o mercado ao não mudar seus critérios de precificação, outros observam que as novas regras são contra a livre iniciativa e a concorrência e podem gerar burocracia desnecessária no ambiente de negócios. A audiência pública que ouvirá os pleitos do mercado está agendada para 3 de outubro (Valor, 2018)<sup>20</sup> (Estado, 2018)<sup>21</sup>.

A ANP já disponibiliza desde 2002, entretanto, um acompanhamento dos preços e margens de comercialização de combustíveis baseado no regime de liberdade de preços dos diferentes segmentos de mercado: a produção, a distribuição e a revenda. A Figura 2.9 ilustra um exemplo de como a agência endereça a composição dos preços. Os dados são referentes a julho de 2018.

**Figura 2.9 – Formação de preços de combustíveis em julho (média nacional)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME.

<sup>20</sup> <https://www.valor.com.br/brasil/5743283/regra-abre-equacao-de-precos-da-petrobras>

<sup>21</sup> <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,anp-propoe-que-petrobras-divulgue-componentes-de-precos,70002458251>

# Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes\*

## A) DADOS GERAIS<sup>22</sup>

A produção do gás natural no mês de junho foi de 114,93 MMm<sup>3</sup>/dia, havendo um crescimento pelo terceiro mês consecutivo, de 2,7% em relação ao mês anterior. A oferta de gás nacional também aumentou em 9,2%, passando de 53,4 MMm<sup>3</sup>/dia para 58,3 MMm<sup>3</sup>/dia e o volume consumido foi de

87,8 MMm<sup>3</sup>/d, que gerou um aumento de 16,1% em relação a maio. O resultado foi uma alta de 31,9% em relação ao mês anterior para a importação de gás natural, de forma a equilibrar a oferta e a demanda energética. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	12 meses	mai-18	jun-17
Produção Nacional	114,9	2,7%	3,4%		111,9	111,1
Oferta de gás nacional	58,3	9,2%	-5,9%		53,4	61,9
Importação	34,3	31,9%	80,5%		26,0	19,0
Consumo	87,8	16,1%	12,6%		75,6	78,0

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









<sup>22</sup> Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>

## B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no Brasil mais uma vez apresentou aumento, passando de 111,9 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de maio para 114,93 MMm<sup>3</sup>/dia no mês de junho – sendo que os três estados que mais produzi-

ram foram Rio de Janeiro, São Paulo e Amazonas. Da produção total, a parcela indisponível pelo mercado por reinjeção, queima, consumo interno em E&P e UPGN's foi de 56,67 MMm<sup>3</sup>/dia. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

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

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	12 meses	mai-18	jun-17
<b>Prod. Nacional Bruta</b>	114,9	2,7%	3,4%		111,9	111,1
Reinjeção	34,4	-4,9%	29,6%		36,2	26,6
Queima	4,2	0,7%	-7,8%		4,1	4,5
Consumo interno em E&P	13,4	-1,8%	0,2%		13,7	13,4
Absorção em UPGN's	4,7	2,6%	-2,3%		4,5	4,8
<b>Subtotal</b>	56,7	-3,2%	15,1%		58,5	49,2
<b>Oferta de gás nacional</b>	58,3	9,2%	-5,9%		53,4	61,9
Ofert nacional/Prod. Bruta	50,7%	6,3%	-9,0%		47,7%	55,7%

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A oferta de gás natural disponibilizada em junho foi a segunda maior deste ano. A primeira ocorreu em janeiro, quando chegou a 60,7 MMm<sup>3</sup>/dia. A oferta disponibilizada representa o volume produzido nos campos nacionais que foram destinados ao mercado após a retirada da parcela indisponível.

Cabe destacar também que, no mês de junho entrou em operação o FPSO Cidade de Goytacazes, no campo de Tartaruga Verde. O FPSO tem capacidade de processar diariamente até 150 mil barris de petróleo e 3,5 milhões de metros cúbicos de gás e de compressão de 5 milhões de metros cúbicos de gás.

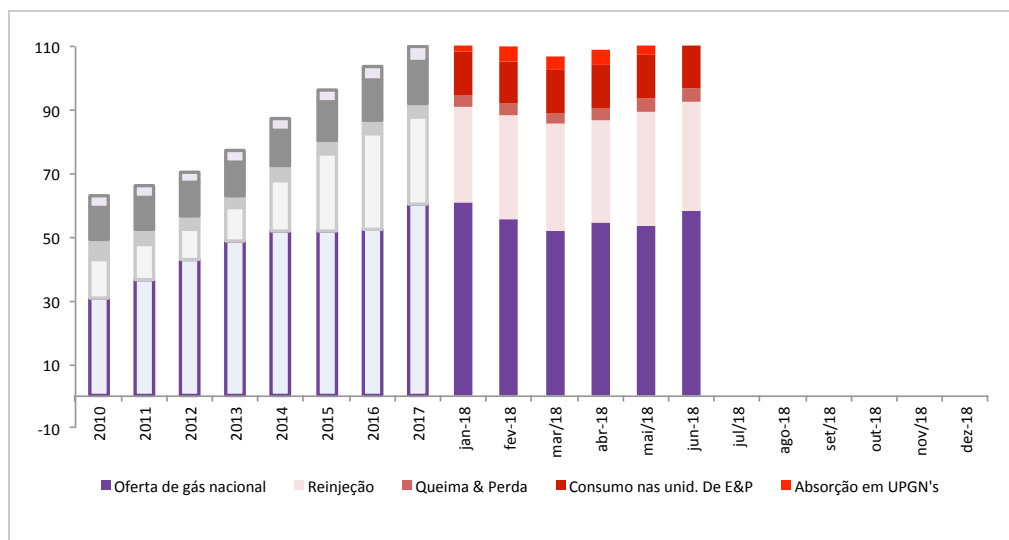
Além disso, um importante sinal para o mercado, de acordo com a Petronotícias<sup>23</sup>, a ANP autorizou

a construção dos trechos marítimo raso e terrestre do gasoduto do projeto da Rota 3, que tem como objetivo escoar a produção do polo do pré-sal da Bacia de Santos para o complexo petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). Ao todo, a linha terá aproximadamente 355 km de extensão total, sendo 307 km referentes ao trecho marítimo e 48 km relativos ao terrestre, com uma vazão de cerca de 18 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia. Ao que tudo indica, a retomada do COMPERJ vai caminhando, ainda que a passos lentos. O projeto do Rota 3 engloba também a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) da refinaria.

O Gráfico 3.1 apresenta o segmento da oferta nacional e a produção indisponível. É possível observar o crescimento na oferta no mês de junho.

<sup>23</sup> <https://petronoticias.com.br/archives/116693>

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



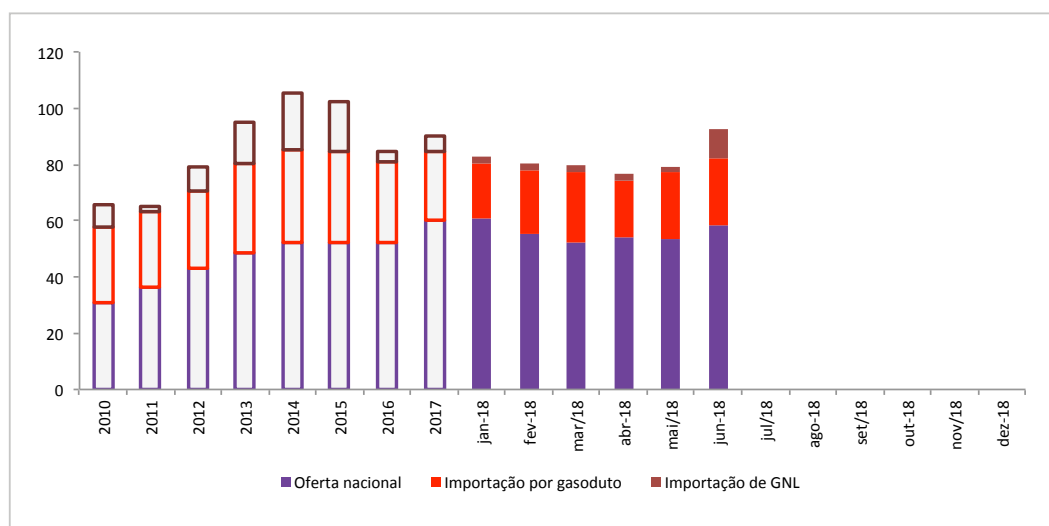
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o Gráfico 3.2, verifica-se a oferta total de gás no mercado nacional, mostrando o aumento na oferta nacional e na importação de GNL em virtude do aumento do consumo energético.

Analisando o volume de gás natural importado em junho, houve um grande acréscimo de regaseificação do GNL em relação ao mês anterior,

10,1 MMm³/dia, considerando que em maio o volume foi de 1,8 MMm³/dia. Essa ampliação é reflexo do aumento do despacho de termelétricas no período, que impactou na elevação da importação. A elevação do consumo se deu, de acordo com o MME, principalmente para atender os sistemas isolados. Na Tabela 3.3 é possível a comparação com o ano anterior e o volume total importado.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.



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

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	12 meses	mai-18	jun-17
Gasoduto	24,2	-0,1%	48,8%		24,2	16,2
GNL	10,1	459,7%	267,0%		1,8	2,8
Total	34,3	31,9%	80,5%		26,0	19,0

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

A importação de gás natural de origem boliviana permaneceu estável em 24 MMm³/dia, aumentando a regaseificação de GNL. A regaseificação ocorreu nos terminais de Pecém (1,6 MMm³/dia) e da Bahia (8,6 MMm³/dia). O terminal da Baía de Guanabara se manteve fora de operação.

De acordo com a Brasil Energia<sup>24</sup>, a Unidade flutuante de regaseificação do Porto de Açu encomendada pela Gás Natural Açu (GNA Açu) está prevista para ser entregue em março de 2019 pelo estaleiro sul-coreano DSME, orçado em R\$ 325 milhões. Com capacidade para regaseificar 21 milhões de m³/d e armazenar 174 mil m³/d de gás, o terminal terá como principais consumidores as termelétricas GNA Açu I e II, cuja capacidade total instalada será de 3 GW. As UTEs começarão a operar no complexo portuário e industrial entre os anos de 2021 e 2023.

A operação de transferência de GNL do navio carregador para a FSRU será efetuada na modalidade *ship-to-ship*, em que as embarcações ficam atracadas

da a contrabordo. A importação do produto ocorrerá periodicamente conforme as necessidades do sistema elétrico brasileiro. As duas UTEs são parte da primeira fase do Açu Gás Hub, que prevê investimentos da ordem de R\$ 7 bilhões. A 2ª fase prevê até três termelétricas adicionais, alinhadas com a capacidade de geração de energia licenciada pela GNA, de 6,4GW, o que permite o desenvolvimento de projetos termelétricos adicionais no futuro.

### C) CONSUMO

O volume de gás natural consumido no país apresentou aumento de 16,1% no mês de junho, sendo consumido um total de 87,8 MMm³/dia, como é possível observar na Tabela 3.4. O setor automotivo e o comercial tiveram uma pequena queda no consumo. O destaque é no segmento termelétrico, que obteve alta de 37,9% no consumo, sendo este de 34,9 MMm³/d, onde as usinas com maior aumento na geração estão localizadas na região Sudeste do país, e na cogeração, com aumento de 15,5% referente ao mês anterior.

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

	jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	12 meses	mai-18	jun-17
Industrial	41,1	5,1%	-1,6%		39,1	41,7
Automotivo	5,9	-0,7%	13,6%		6,0	5,2
Residencial	1,5	14,0%	5,8%		1,3	1,4
Comercial	0,8	-2,4%	3,7%		0,9	0,8
GEE	34,9	37,9%	35,5%		25,3	25,8
Cogeração	3,1	15,5%	21,4%		2,7	2,5
Total	87,8	16,1%	12,6%		75,6	78,0

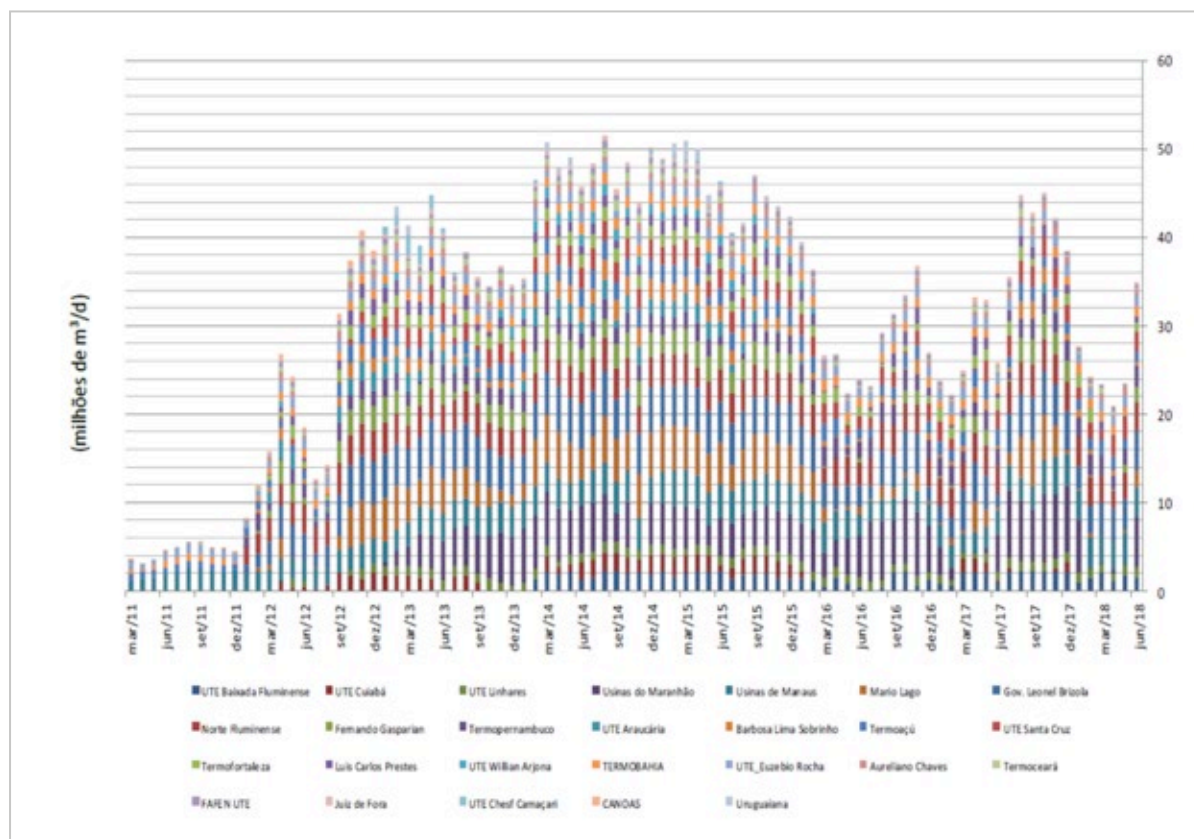
\* Tendências nos últimos 12 meses  
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

<sup>24</sup> <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/fsru-do-porto-do-acu-pronta-em-2019/>

Esse aumento do consumo, é influenciado pelo considerável incremento da geração de energia termelétrica, especificamente do aumento de geração da Usina do Complexo Parnaíba (Maranhão), Mário Lago (Rio de Janeiro), Fernando Gasparian (São Paulo),

Governador Leonel Brizola (Rio de Janeiro) e Termo-fortaleza (Ceará). Essa geração veio do incremento da oferta importada. A Figura 3.1 mostra o histórico de consumo de gás natural do segmento termelétrico dividido por usinas termelétricas desde 2011.

Figura 3.1: Consumo de Gás Natural por Usina Termelétrica



Fonte: MME (2018)

Ainda de acordo com a Brasil Energia<sup>25</sup>, a realização de leilões específicos de térmicas a gás, em substituição às térmicas a óleo, pode permitir ao país uma economia de R\$ 5 bilhões ao ano. Isto porque as usinas a gás têm preços mais competitivos na comparação com os das usinas a óleo e oferecem maior confiabilidade à segurança energética.

A confiabilidade energética é uma vantagem da adoção de térmicas a gás. Os desligamentos no fornecimento, ocasionados por falhas no Sistema Interligado Nacional, provocam insegurança energética, exigindo o acionamento de térmicas a óleo. Prova disso foi o desligamento da linha de transmissão da hidrelétrica de Belo Monte, em março deste ano, que provocou o apagão de energia em 13 estados do Nordeste.

<sup>25</sup> <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/leiloes-de-termicas-a-gas-podem-trazer-economia-de-r-5-bi-ao-ano/>

Quanto à opção pelo uso do GNL e não pelo gás proveniente do pré-sal para abastecimento das termicas, acredita-se que a escolha se deve pelas dúvidas ainda existentes sobre o tempo necessário para que o gás vindo do pré-sal possa ser considerado como opção de fornecimento e em grandes montantes.

Avaliando o Custo Marginal de Operação (CMO) e comparando os meses de maio e junho de 2018, o CMO médio aumentou de 201 para 427 R\$/MWh. Como consequência desse incremento, a geração termelétrica mensal a gás natural passou de 2,95 para 4,39 mil GWh, o que corresponde a um aumento de 48,8%.

De acordo com a Abegás<sup>26</sup>, no balanço do primeiro semestre de 2018, o consumo de gás natural no Brasil teve um crescimento médio de 6% comparado ao primeiro semestre do ano anterior. Foram consumidos 61,2 milhões de metros cúbicos/dia na média do acumulado do semestre ante 57,7 milhões de metros cúbicos/dia de igual período em 2017.

Os destaques do 1º semestre do ano foram a alta de 3,8% no consumo industrial e de 10,8% no segmento automotivo. Segundo Salomão, presi-

dente da Abegás, depois de um período de retração da atividade econômica vivida pelo País, o consumo de gás natural segue em crescimento, mesmo com influência da paralisação dos caminhoneiros no final de maio e as paradas durante os jogos da seleção brasileira na Copa do Mundo, fatores que afetaram a produção industrial. Esse crescimento também tende a ser mais significativo para GNV, com o aumento da procura pelas conversões de veículos observada a partir da crise de abastecimento de combustíveis líquidos decorrente da paralisação dos caminhoneiros. A competitividade frente aos combustíveis líquidos e a segurança na disponibilidade têm levado cada vez mais consumidores a aderir ao GNV.

## D) PREÇOS

Avaliando o preço do gás natural no mercado internacional, foi observada alta em todos os preços analisados. A maior variação de preço ocorreu no GNL do Japão, com acréscimo de 11,2% em relação a maio, o maior preço dos últimos 12 meses. O Henry Hub registrou aumento novamente, dessa vez de 1,2%, fechando em 2,9 US\$/MMBTU. Já o preço no NBP, teve aumento de 2,7%, fechando em 7,3 US\$/MMBTU, como é possível observar na Tabela 3.5.

<sup>26</sup> <https://www.abegas.org.br/portal/?p=68203>

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

		jun-18	jun-18/mai-18	jun-18/jun-17	12 meses	mai-18	jun-17
	Henry Hub	2,9	1,2%	-2,7%		2,9	3,0
	GNL no Japão	10,4	11,2%	24,9%		9,4	8,4
	NBP*	7,3	2,7%	61,7%		7,1	4,5
	GNL no Brasil **	6,5	-22,2%	15,2%		8,3	5,6
	Gás Importado no Brasil ***	6,7	-1,5%	13,3%		6,8	5,9
	PPT ****	4,4	2,8%	1,1%		4,3	4,3
	No City Gate	7,2	-4,8%	-2,8%		7,5	7,4
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	13,2	-2,3%	-31,7%		13,6	19,4
	Indústria - 2.000 m³/dia *****	15,6	-2,7%	2,0%		16,0	15,3
	Indústria - 20.000 m³/dia *****	13,6	-2,4%	2,2%		13,9	13,3
	Indústria - 50.000 m³/dia *****	13,1	-2,3%	2,5%		13,5	12,8

\* Tendências nos últimos 12 meses

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

\*\* National Balancing Point (UK) \*\*\* Preço FOB \*\*\*\* Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

\*\*\*\*\* não inclui impostos \*\*\*\*\* preços c/ tributos

Já para o preço do GNL no mês de junho, houve uma retração considerável no preço de GNL no Brasil de 22,2%. Queda também no preço do gás importado via gasoduto no Brasil, sendo comercializado a 6,7 US\$/MMBTU.

Para o gás natural enviado pela Petrobras às distribuidoras, este foi entregue no citygate com queda de 4,8% em relação ao mês de maio, a 7,2 US\$/MMBTU, e no Programa Prioritário Termelétrica houve aumento de 2,8%, sendo comercializado a 4,4 US\$/MMBTU.

Já o preço das distribuidoras para o consumidor final, houve queda para o consumidor industrial em todas as faixas de consumo e para GNV. Apesar da redução ser de em média 2%, esses são os menores preços nos últimos 12 meses. O valor do GNV foi de 13,2 US\$/MMBTU. E para a indústria com o consumo de 2.000 m³/d, 20.000 m³/d e 50.000 m³/d o valor foi de 15,6 US\$/MMBTU, 13,6 US\$/MMBTU e 13,1 US\$/MMBTU, respectivamente.



# Biocombustíveis

Por Tamar Roitman\*

## A) PRODUÇÃO

Em julho/18, quarto mês da safra 2018/19 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, foram produzidos mais de 5 bilhões de litros de etanol (anidro e hidratado), volume 11,0% superior ao do mês de junho/18. A safra deste ano tem sido marcada por um perfil mais alcooleiro, com a maior destinação da cana para a produção de etanol, em detrimento do açúcar, uma vez que esta *commodity* tem apresentado desvalorização de preços no mercado internacional. Segundo estimativas da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), enquanto a produção de cana-de-açúcar deve aumentar em apenas 0,4%, em relação à safra anterior, devem ser produzidos 11,6% a mais de etanol na safra iniciada em abril deste ano, alcançando 30,4 bilhões de litros de biocombustível.

A produção de etanol anidro, em julho/18 superou em 10,9% a produção do mês anterior, mas ficou 13,1% abaixo do volume produzido em julho/17. No acumulado do ano, a produção de 2018 está 13,1% abaixo do mesmo período de 2017. Em relação ao etanol hidratado, os 3,4 bilhões de litros produzidos em julho/18 superaram em 11,1% a produção do mês de junho/18 e em 43,2% a de julho/17. De janeiro a julho de 2018, o hidratado acumula uma produção 55,6% superior ao mesmo período de 2017. A política de preços da Petrobras vem favorecendo a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina, contribuindo para o aumento do consumo e da oferta do biocombustível.

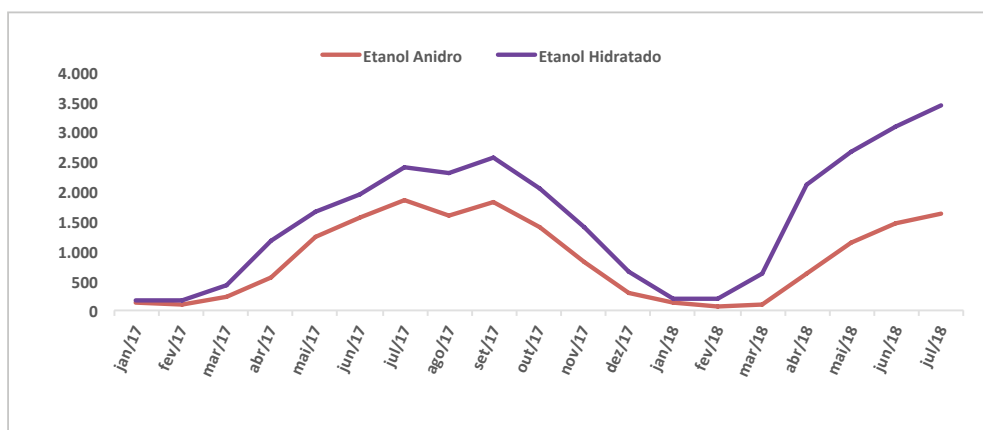
Tabela 4.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	jul-18	acum-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	acum-18/acum-17	Tendências*	jun-18	jul-17	acum-17
Etanol Anidro	1.616,1	5.108,8	10,9%	-13,1%	-9,3%		1.457,5	1.858,7	5.632,6
Etanol Hidratado	3.430,9	12.306,8	11,1%	43,2%	55,6%		3.087,3	2.396,4	7.909,5
Total Etanol	5.047,0	17.415,6	11,0%	18,6%	28,6%		4.544,8	4.255,1	13.542,1
Biodiesel	490,2	2.914,9	5,0%	26,6%	26,1%		466,9	387,2	2.311,6

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



Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros

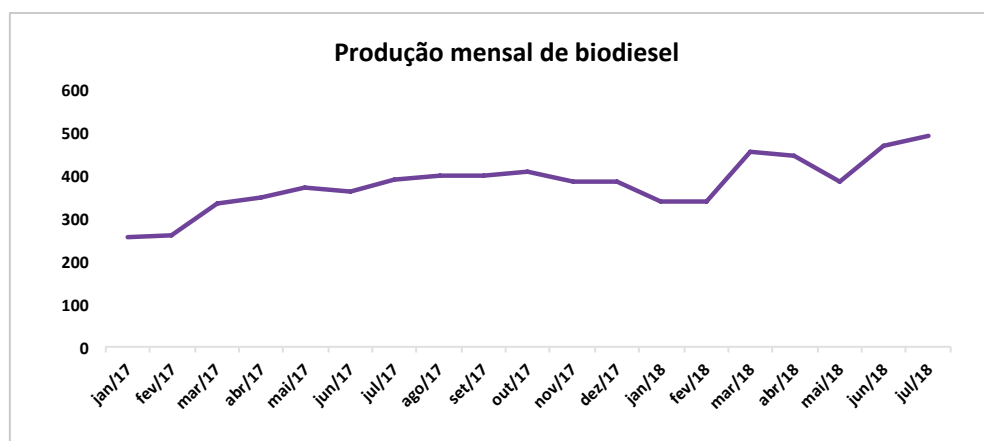


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em julho/18, foram produzidos 490,2 milhões de litros de biodiesel, maior volume já produzido no país. A produção foi 5,0% superior à de junho/18 e 26,6% superior à do mesmo mês do ano passado (julho/17). No acumulado de janeiro a julho, os volumes de 2018 estão 26,1% acima do mesmo período de 2017. O aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e o aumento da demanda por óleo diesel, em 2018, contribuíram para os resultados positivos, em comparação a 2017.

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

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

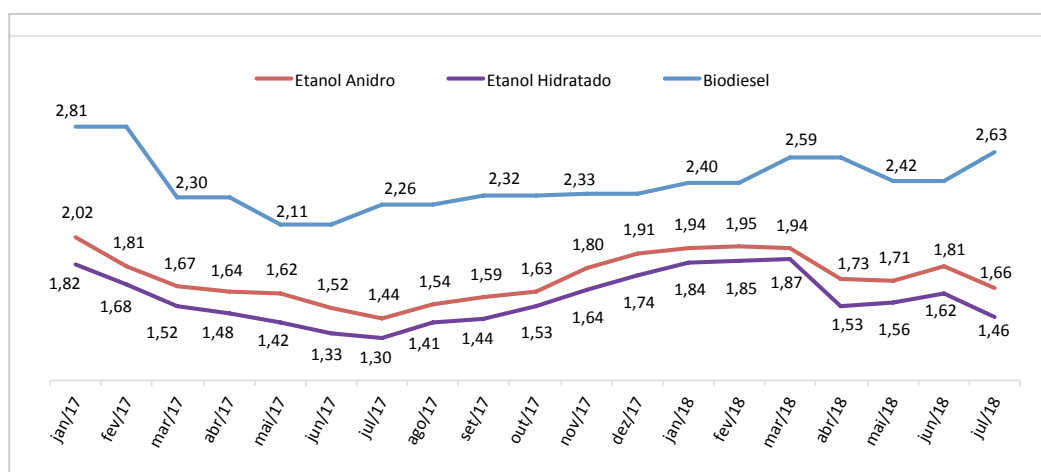
## B) PREÇOS

Com o aumento da oferta de etanol, em função do início da nova safra e da maior destinação da cana para a produção do biocombustível, os preços do anidro e do hidratado registraram quedas significativas em julho. O litro do etanol anidro foi cotado em R\$ 1,66 (preço ao produtor), valor 8,3% abaixo do mês de junho/18 (R\$ 1,81). Já o preço do hidra-

tado registrou queda de 10,1%, passando de R\$ 1,62, em junho, para R\$ 1,46, em julho.

No 61º Leilão de Biodiesel da ANP, o biodiesel foi negociado ao preço médio de R\$ 2,63, valor 8,6% acima do negociado no leilão anterior (R\$ 2,42 o litro). O 61º Leilão da ANP visa garantir o abastecimento no mercado nacional para os meses de julho e agosto.

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



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

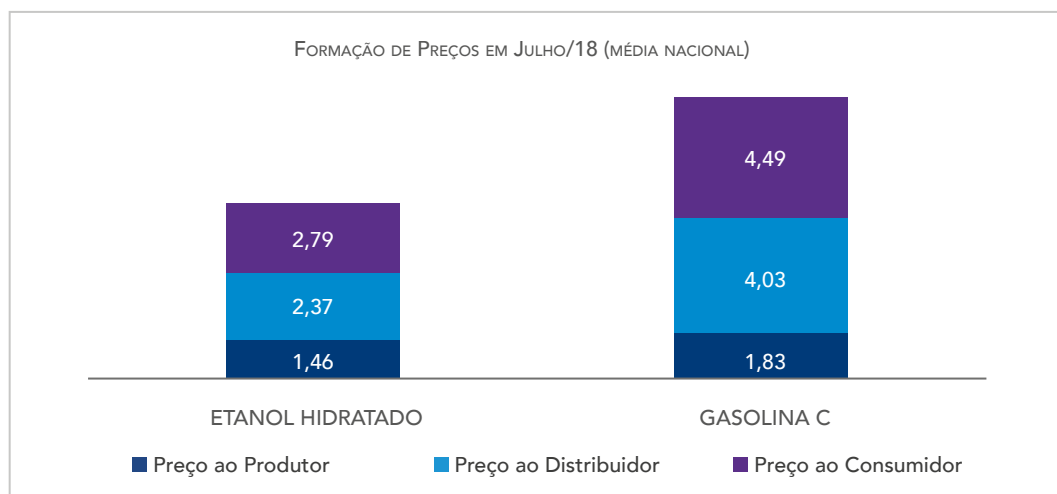
### Formação de preços e relação entre etanol hidratado e gasolina

Em função das diversas discussões ocorridas nos últimos meses, a ANP passou a divulgar informações a respeito da formação de preços dos combustíveis.

Em julho/18, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,46 ao produtor (gráfico 4.3), R\$ 2,37 ao distribuidor e R\$ 2,79 ao consumidor. Enquanto o preço ao produtor registrou queda de 10,1%, o preço ao distribuidor caiu 5,9% (R\$ 2,52 em junho) e, para o

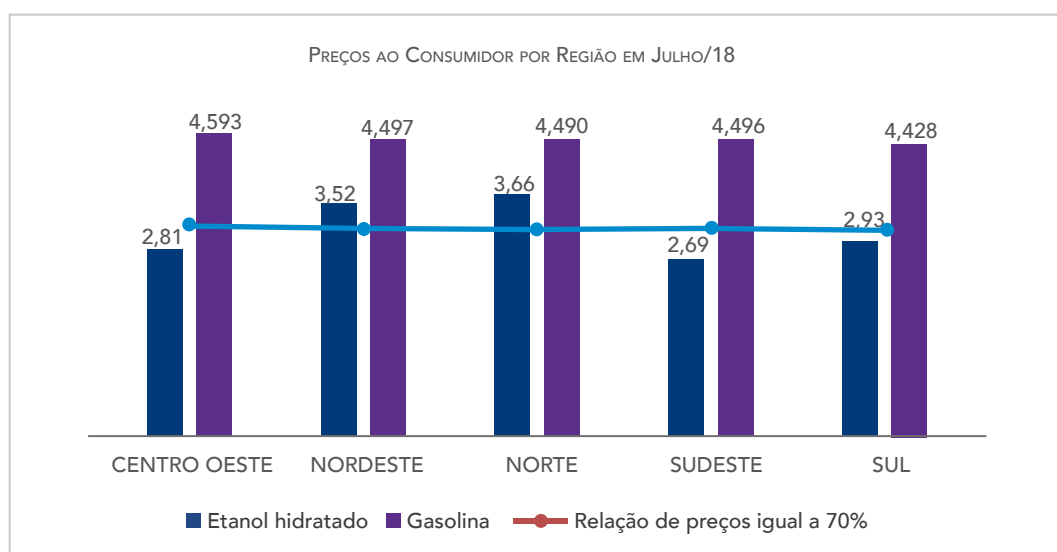
consumidor, a queda foi de 5,0% (R\$ 2,93 em junho). A gasolina comum apresentou preço médio de R\$ 1,83 ao produtor, R\$ 4,03 ao distribuidor e R\$ 4,49 ao consumidor final. Na média do país, portanto, a relação entre os preços foi favorável para o etanol, com o seu preço correspondendo a 64% preço do fóssil. Analisando os preços por região, verifica-se que o biocombustível esteve com preços médios abaixo de 70% do preço da gasolina nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Gráfico 4.4 – Formação de preços de etanol hidratado e gasolina em julho (média nacional)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, MME e ESALQ

Gráfico 4.5 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor em julho



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

## C) CONSUMO

As vendas de etanol anidro somaram 807,7 milhões de litros em julho/18, volume 4,9% inferior ao mês de junho/18. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (julho/17), houve queda de 19,4% e, no acumulado do ano, a demanda por anidro, em 2018, está 13,0% abaixo de 2017. O consumo de 1,6 bilhão de litros de etanol hidratado, em julho/18, representou um aumento de 7,6% em relação a junho/18 e de 52,0% em relação ao mesmo mês do ano passado (julho/17). No acumulado do ano, as vendas do hidratado aumentaram 40,5% entre 2017 e 2018. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, em conjunto com a redução de preços do biocombustível, em função do aumento da produção desde o início da

safrá 2018/19, vêm contribuindo para o aumento da competitividade do etanol hidratado em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo biocombustível.

O consumo de biodiesel, adicionado em 10% ao óleo diesel desde março de 2018, registrou uma leve queda de 0,6% em julho/18, mas superou em 29,1% as vendas de julho/17 e, no acumulado do ano, registra alta de 23,8%. Os aumentos de preços do diesel e a greve dos caminhoneiros prejudicaram as vendas de óleo diesel nos últimos meses, mas o aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março deste ano, contribuiu para o crescimento do consumo do biocombustível em 2018, na comparação com 2017.

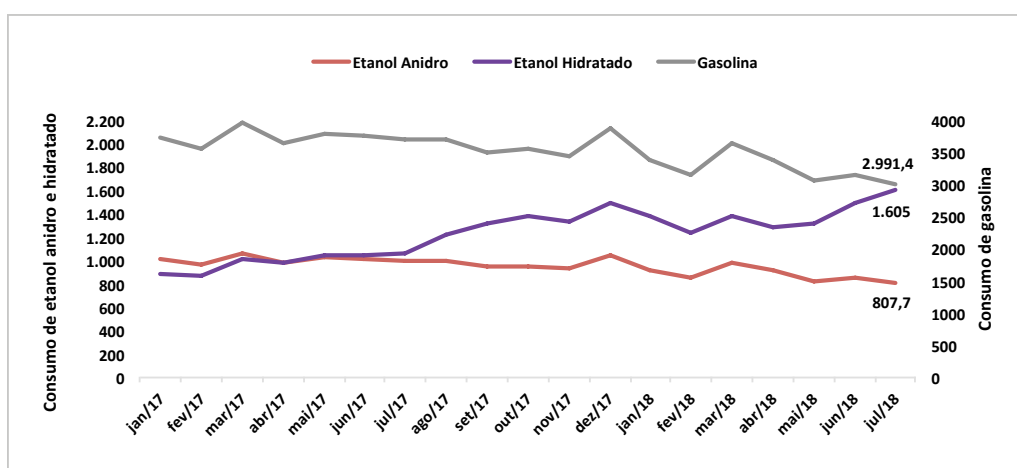
Tabela 4.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	jul-18	acum-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	acum-18/acum-17	Tendências*	jun-18	jul-17	acum-17
Etanol Anidro	807,7	6.136,6	-4,9%	-19,4%	-13,0%		849,7	1.001,5	7.052,7
Etanol Hidratado	1.605,4	9.691,4	7,6%	52,0%	40,5%		1.491,7	1.056,3	6.896,0
Total Etanol	2.413,1	15.827,9	3,1%	17,3%	13,5%		2.341,4	2.057,8	13.948,7
Biodiesel	498,2	2.982,1	-0,6%	29,1%	23,8%		501,2	385,7	2.408,6

\* Tendências nos últimos 12 meses

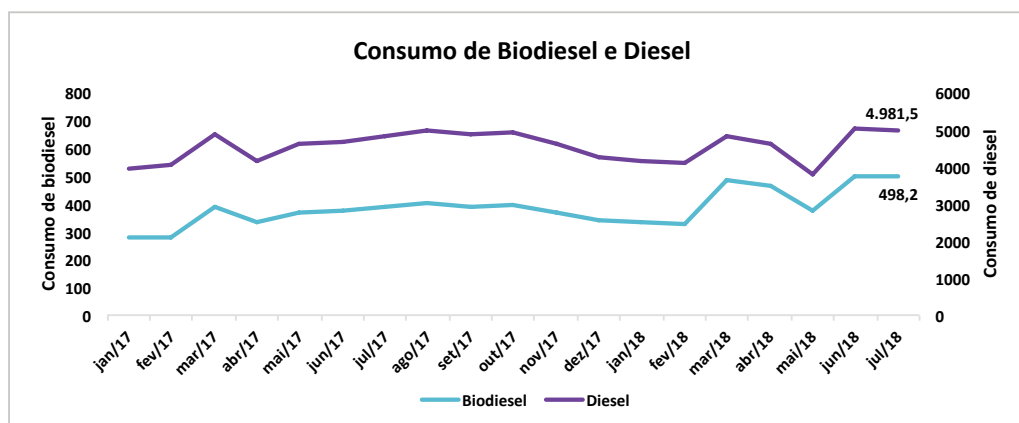
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

## D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

As importações de etanol, que vinham registrando queda desde o início da safra iniciada este ano, voltaram a subir em julho/18. O Brasil importou 142,4 milhões de litros de etanol (94% de etanol anidro e 6% de hidratado), volume 107,1% superior ao do mês de junho/18 e 93,0% acima das importações do mesmo mês do ano passado (julho/17). No acumulado de 2018, a internalização de biocombustível estrangeiro está apenas 0,5% acima da de 2017.

Já as exportações do biocombustível mantiveram a trajetória de crescimento, impulsionada após

o início da nova safra. Em julho/18, foram exportados 178,4 milhões de litros de etanol anidro e hidratado, volume 34,7% superior ao mês anterior (junho/18). Na comparação com o ano passado, as exportações de julho/18 foram 13,0% superiores às de julho/17, mas no acumulado de janeiro a julho, registraram queda de 3,2% nestas transações.

As transações de etanol, de janeiro a julho de 2018, registram que entraram no país 633 milhões de litros a mais do que saíram. Em termos monetários, o descompasso entre a importação e a exportação representou um déficit de US\$ 155 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível no mesmo período.



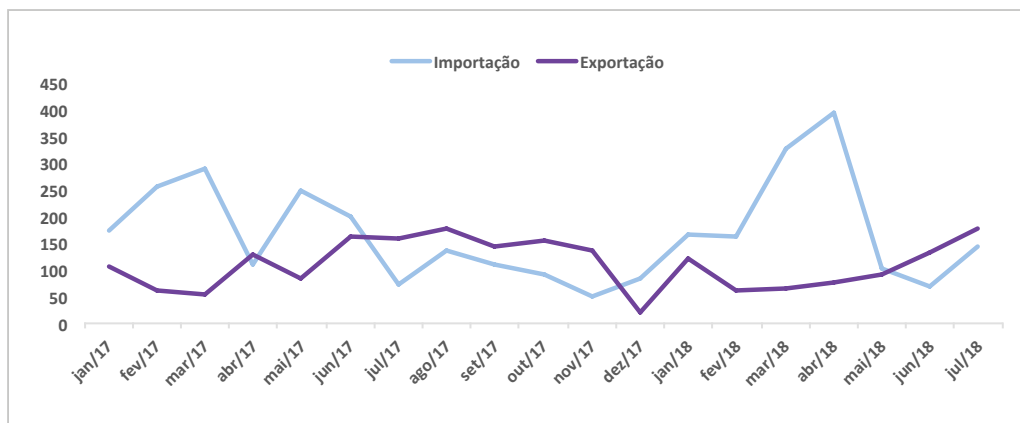
Tabela 4.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	jul-18	acum-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	acum-18/acum-17	Tendências*	jun-18	jul-17	acum-17
Importação	142,4	1.360,4	107,1%	93,0%	0,5%		68,8	73,8	1.354,3
Exportação	178,4	727,4	34,7%	13,0%	-3,2%		132,5	157,9	751,5

\* Tendências nos últimos 12 meses

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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

# Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e  
Isabella Costa

## A) DISPONIBILIDADE

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

	jul-18		jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18		jul-17	
SE/CO	17.710,00	69,55%	-27,58%	-11,48%		24.455,00	76,19%	20.006,00	79,22%
S	6.572,00	58,54%	28,21%	54,16%		5.126,00	49,38%	4.263,00	37,95%
NE	1.416,00	36,31%	-21,72%	17,80%		1.809,00	38,27%	1.202,00	30,59%
N	3.941,00	75,46%	-48,71%	71,50%		7.684,00	73,39%	2.298,00	59,77%
SIN	29.639,00	-	-24,15%	6,73%		39.074,00	-	27.769,00	-

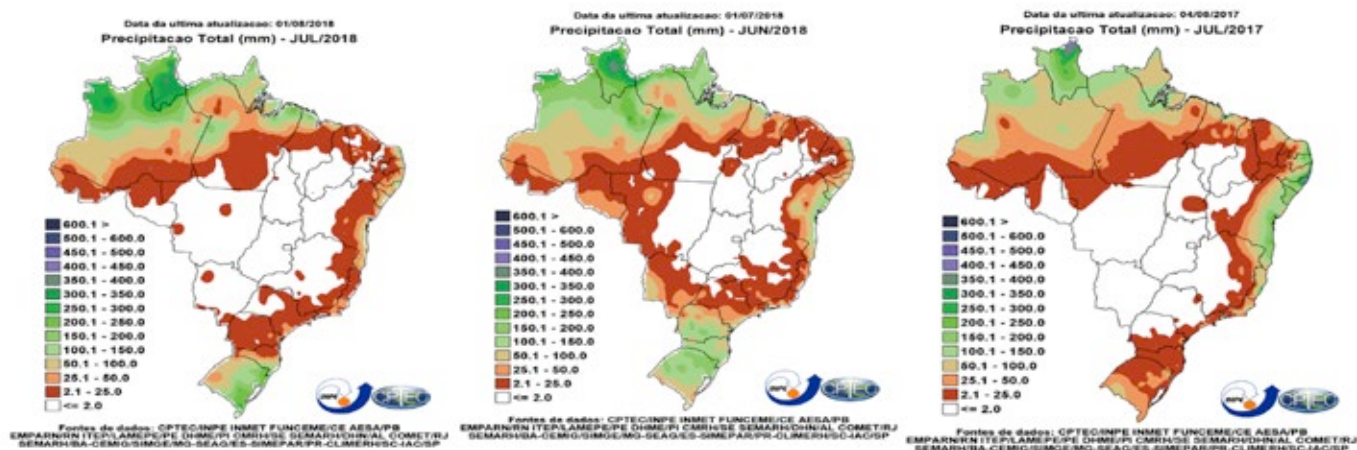
\* Tendências nos últimos 12 meses  
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A precipitação total foi baixa em grande parte do território nacional no mês de julho de 2018. Isto pode ser observado através da Figura 5.1 onde pode-se perceber um aumento das áreas com baixa pluviosidade entre os meses de junho e julho de 2018. Esta redução da precipitação total pode ser observada também através das ENAs. A disponibilidade hídrica reduziu em 24,15%, conforme Tabela 5.1.

Nos subsistemas SE/CO, NE e N, houve uma redução de 27,58%, 21,72% e 48,71% respectivamente. Por outro lado, houve um aumento de 28,21% na ENA da região Sul. Além disso, vale a pena destacar que a situação em julho de 2018 é delicada, como indica a relação entre ENA e MLT<sup>27</sup>. Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (69,55%), S (58,54%), NE (36,31%) e N (75,46%).

<sup>27</sup> A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

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

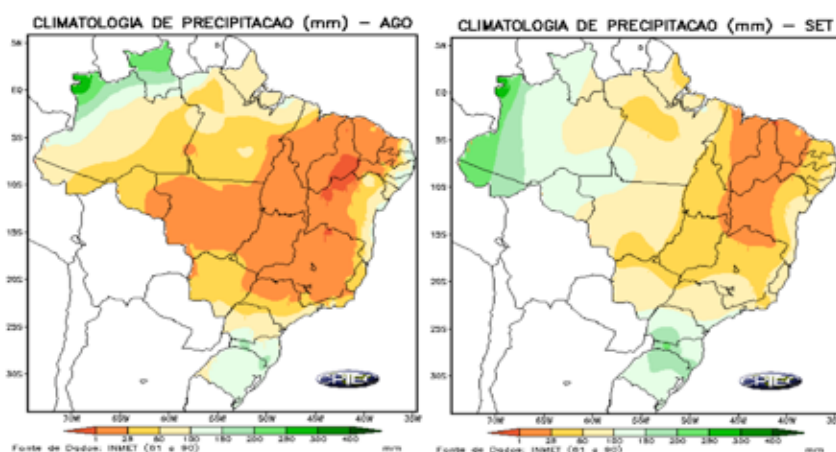


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, pode-se afirmar que a disponibilidade hídrica no mês de julho de 2018 foi maior do que julho de 2017, pois houve uma variação positiva de 6,73%. As ENAs nos subsistemas S, NE e N tiveram uma variação positiva de 54,16%, 17,80% e 71,50%, respectivamente.

Por outro lado, o SE/CO sofreu uma redução de 11,48%. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de agosto e setembro, onde é possível observar uma gradual redução das áreas de baixa precipitação com a aproximação do final do período seco.

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



Fonte: CPTEC/INPE

## B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	37.074,48	-0,08%	4,84%		37.103,40	35.364,34
S	11.080,20	0,88%	3,59%		10.984,01	10.696,10
NE	10.249,90	0,36%	5,76%		10.212,88	9.692,00
N	5.180,27	-2,25%	-4,63%		5.299,32	5.431,96
SIN	63.584,85	-0,02%	3,92%		63.599,62	61.184,40

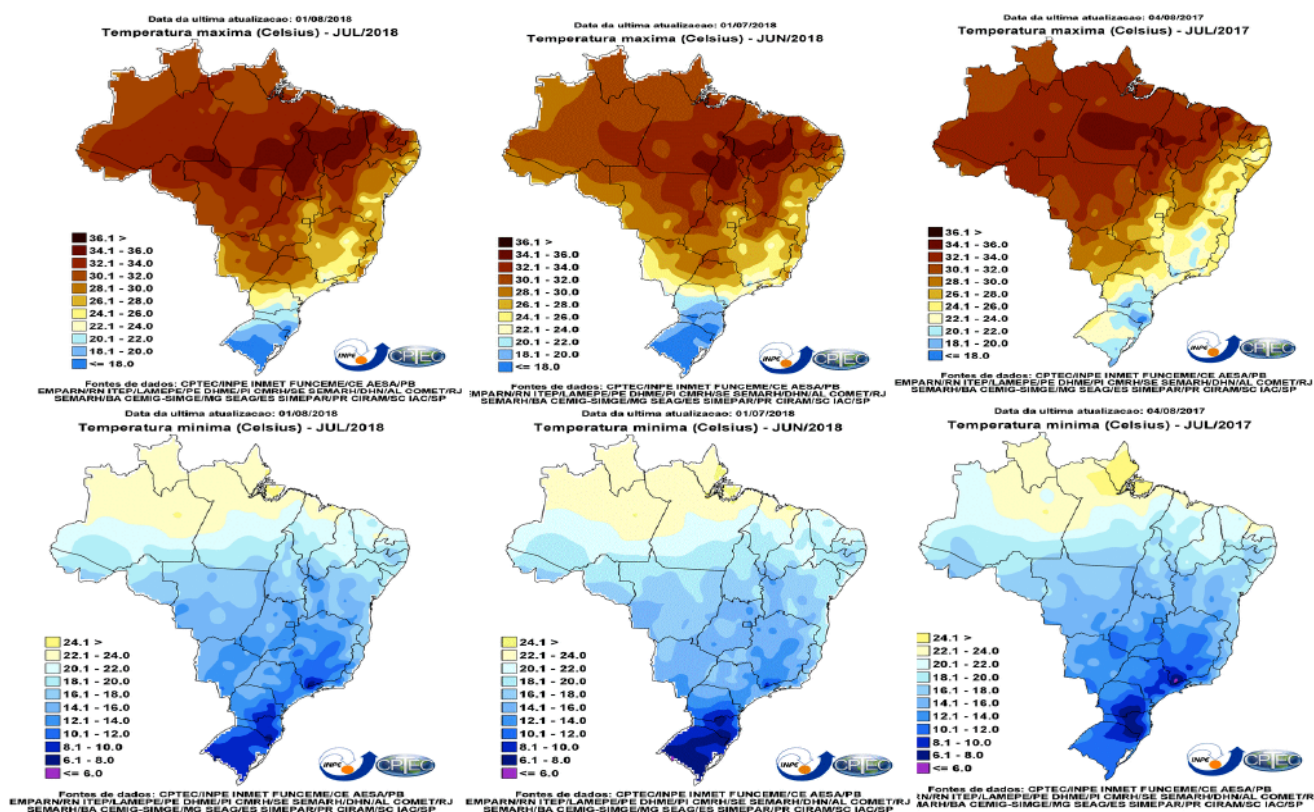
\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN foi praticamente constante na comparação mensal, sofrendo uma pequena variação de -0,02%. Na comparação anual, o consumo de energia aumentou 3,92%, acompanhando a melhora dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrosetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de

85,30 para 91,50 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 81,10 para 89,90 entre julho de 2017 e julho de 2018. É importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV sofreu uma queda de 3,42% na comparação anual. Além disso, esse crescimento anual pode estar associado a temperaturas mais quentes, como pode ser observado na Figura 5.3.

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



Fonte: CPTEC/INPE

## C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de julho apresentou uma ligeira queda de 0,11% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hidráulica em 5,20%, principalmente em decorrência de uma

menor disponibilidade hídrica. Contudo, essa redução foi compensada por um aumento da geração térmica (9,33%), eólica (12,75%) e solar (7,91%). O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh) aumentasse em 31,15%.

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

		jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	Hidráulica	19.136,31	-2,37%	14,66%		19.600,99	16.689,76
	Nuclear	2.007,29	-0,08%	4,89%		2.008,94	1.913,79
	Térmica	8.479,36	3,81%	0,45%		8.168,17	8.441,62
	Eólica	23,30	20,78%	408,06%		19,29	4,59
	Solar	120,33	6,61%	38424,01%		112,88	0,31
	Total	29.766,60	-0,48%	10,04%		29.910,26	27.050,07
S	Hidráulica	7.012,26	33,42%	-20,06%		5.255,94	8.771,47
	Térmica	1.596,67	16,31%	50,19%		1.372,71	1.063,08
	Eólica	775,86	20,66%	9,85%		643,02	706,32
	Solar	0,29	4,89%	-34,09%		0,28	0,44
NE	Total	9.385,08	29,06%	-10,97%		7.271,95	10.541,32
	Hidráulica	1.826,60	-2,59%	11,39%		1.875,12	1.639,79
	Térmica	2.510,95	18,54%	19,65%		2.118,17	2.098,54
	Eólica	5.883,17	11,66%	23,41%		5.268,71	4.767,33
	Solar	232,67	8,60%	339,45%		214,25	52,95
N	Total	10.453,38	10,31%	22,14%		9.476,25	8.558,60
	Hidráulica	4.180,71	-40,15%	11,82%		6.984,94	3.738,94
	Térmica	2.516,57	16,75%	-0,95%		2.155,57	2.540,64
	Eólica	123,84	17,17%	600,99%		105,69	17,67
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
Itaipu	Total	6.821,11	-26,23%	8,32%		9.246,21	6.297,25
	Hidráulica	7.048,00	-7,72%	-18,85%		7.637,51	8.685,40
	Nuclear	39.203,87	-5,20%	-0,81%		41.354,49	39.525,37
	Térmica	2.007,29	-0,08%	4,89%		2.008,94	1.913,79
	Eólica	15.103,55	9,33%	6,79%		13.814,62	14.143,87
SIN	Solar	6.806,17	12,75%	23,84%		6.036,71	5.495,90
	Total	353,30	7,91%	557,87%		327,41	53,70
	Total	63.474,17	-0,11%	3,83%		63.542,17	61.132,64

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um pequeno aumento de 3,83% na geração total. A geração hídrica praticamente não variou (-0,81%) enquanto que a geração térmica, eólica e solar aumenta-

ram respectivamente 6,79%, 23,84% e 557,87%. A elevação da geração térmica, consequentemente, contribuiu para um aumento de 24,35% do fator de emissão de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh).

Tabela 5.4: Fator de Emissão<sup>28</sup> de GEE (tCO<sub>2</sub>/MWh)

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SIN	0,1200	31,15%	24,35%		0,0915	0,0965

\* Tendências nos últimos 12 meses

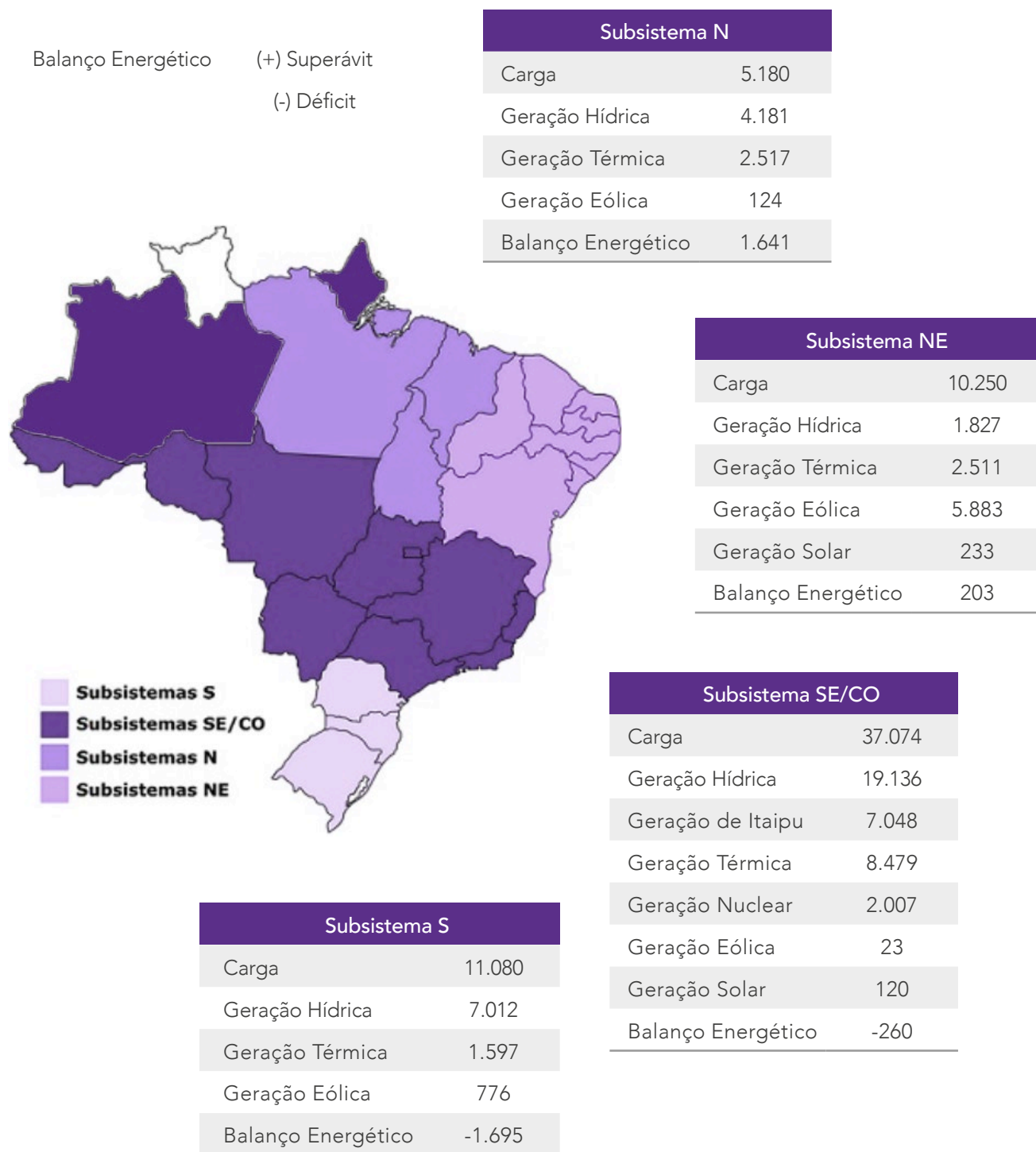
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

<sup>28</sup> O valor para julho de 2018 é uma previsão da FGV Energia, pois até a data de fechamento do boletim o fator de emissão de GEE ainda não tinha sido divulgada.



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 5.5, no mês de julho de 2018 os subsistemas S e SE/CO foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 1.695 MWMed e 260 MWMed. Praticamente toda essa ener-

gia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 1.641 MWMed. Adicionalmente, houve um complemento de 203 MWMed fornecidos pelo NE e aproximadamente 111 MWMed na forma de importação internacional.

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

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
S - SE/CO	-1.584,46	56,65%	-1438,05%		-3.654,62	-103,02
Internacional - S	110,66	92,65%	113,79%		57,44	51,76
N - NE	364,85	-60,00%	-47,19%		912,18	690,83
N - SE/CO	1.275,99	-57,95%	543,37%		3.034,71	198,33
SE/CO - NE	-568,34	-223,75%	-228,42%		-175,55	442,58

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## E) ESTOQUE

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

	jul-18		jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18		EAR	jul-17
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório		
SE/CO	69.705	34,29%	-13,77%	-10,17%		80.832	39,77%	77.600	38,16%
S	9.817	48,84%	-4,28%	-30,45%		10.256	51,03%	14.115	70,22%
NE	18.105	34,93%	-7,17%	132,26%		19.504	37,63%	7.795	15,05%
N	10.102	67,14%	-4,62%	13,37%		10.591	70,39%	8.911	59,25%
SIN	107.729	37,11%	-11,10%	-0,64%		121.183	41,76%	108.421	37,35%

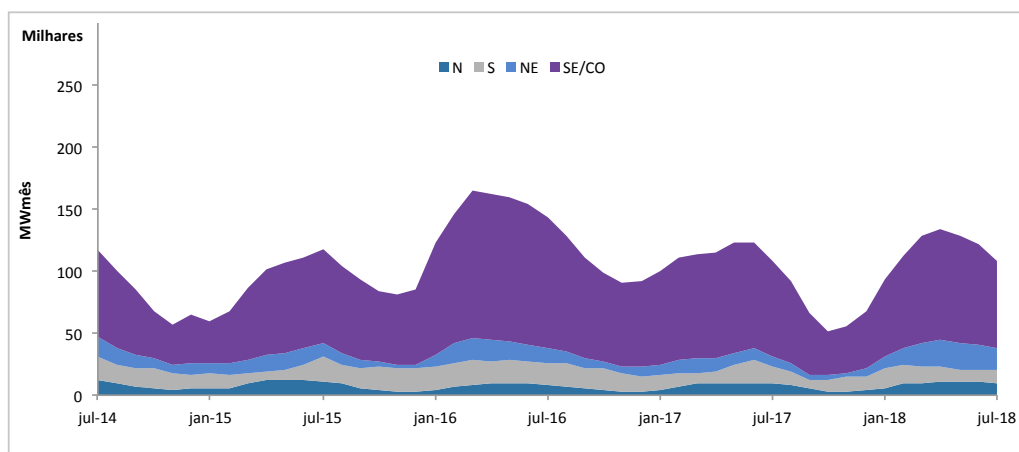
\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de junho e julho, foi registrado uma redução de 11,10% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, resultando em 37,11% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os subsistemas houve uma redução da EAR. A maior redução foi observada no subsistema SE/CO, 13,77%. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se uma redução na

EAR de 0,64%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 7.795 MWmês para 18.105 MWmês, o que representou uma variação de +132,26%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 34,93% da capacidade do reservatório. No N também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 30,45% no S e 10,17% no SE/CO.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

## F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de junho e julho de 2018, como esperado, o CMO médio subiu em todos os subsistemas, chegando a 603,46 R\$/MWh. Este fenômeno

está associado a uma menor geração hídrica e maior geração térmica. Quando comparado com julho de 2017, o aumento observado foi de R\$134,87% para todos os subsistemas.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal - R\$/MWh

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	603,46	28,70%	134,87%		468,89	256,94
S	603,46	28,70%	134,87%		468,89	256,94
NE	603,46	45,33%	134,87%		415,23	256,94
N	603,46	45,33%	134,87%		415,23	256,94

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

## G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação. Em agosto de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de aproximadamente 471 MW. Da potência instalada de MMGD, aproximadamente 79% era do tipo fotovoltaica, 11% hidráulica, 7% térmica e 3% eólica. A Tabela 5.8 apre-

senta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que a CEMIG-D é a distribuidora com maior capacidade instalada em sua área de concessão.

A MMGD está em constante processo de crescimento, como pode ser observado na Figura 5.8. Em apenas um ano, houve um crescimento de 174,97%. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 8,33%. O maior conhecimento da modalidade, a disseminação do consumo compartilhado e novos incentivos financeiros que melhoram o retorno do projeto justificam a expansão dessa modalidade de geração.

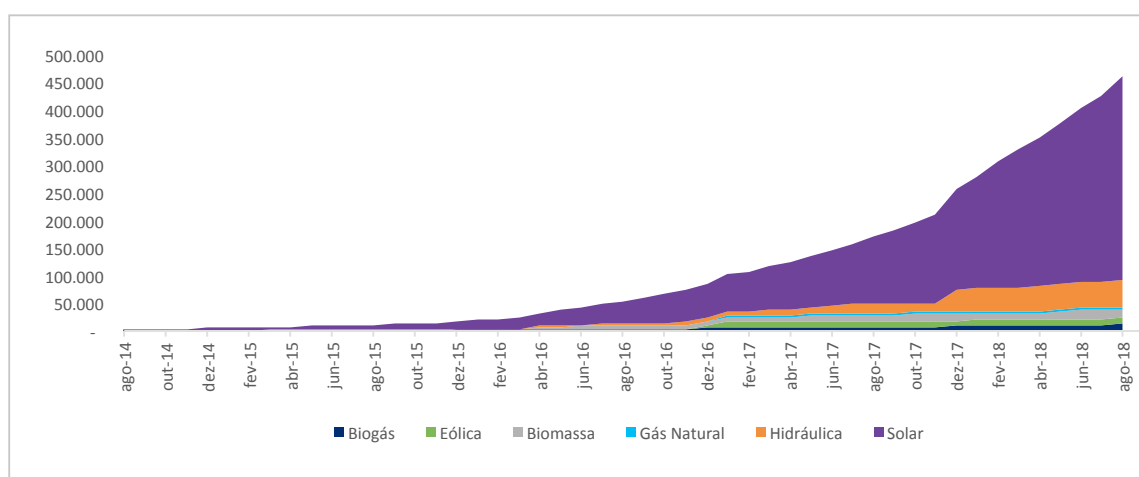
Tabela 5.8: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	jul-18	ago-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	111.724,36	6,25%	244,04%	105.156,93	32.473,95
Celesc Distribuição S.A.	31.780,30	16,00%	198,03%	27.396,42	10.663,53
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	31.454,50	8,91%	244,97%	28.881,79	9.118,00
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	29.729,74	0,00%	50,07%	29.729,74	19.810,63
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	26.376,90	6,55%	211,11%	24.755,23	8.478,43
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	20.630,20	7,50%	153,74%	19.191,62	8.130,47
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	20.189,36	8,13%	93,92%	18.671,92	10.411,29
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	17.968,45	4,94%	123,86%	17.122,05	8.026,77
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	14.366,27	4,44%	208,56%	13.755,36	4.655,96
RIO GRANDE ENERGIA SA	14.202,91	12,20%	213,53%	12.658,33	4.530,01
Outras	153.336,32	10,97%	177,44%	138.180,60	55.268,79
<b>Total</b>	<b>471.759,31</b>	<b>8,33%</b>	<b>174,97%</b>	<b>435.499,99</b>	<b>171.567,83</b>

\* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

## H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	126,56	796,14	2.100,79	1.304,50	50,00	-	4.378
Biomassa	46,02	61,02	206,87	740,66	20,00	178,50	1.253
Solar	610,70	445,14	30,00	544,00	85,00	-	1.715
Hidrelétrica	725,11	5.846,98	-	32,00	71,22	35,18	6.710
PCH	49,43	132,62	384,87	553,49	214,05	49,87	1.384
Eólica	917,65	2.034,00	222,90	120,00	372,70	906,93	4.574
<b>Total</b>	<b>2.475</b>	<b>9.316</b>	<b>2.945</b>	<b>3.295</b>	<b>813</b>	<b>1.170</b>	<b>20.015</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de julho a 15 de agosto de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de aproximadamente 135 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em

2475 MW, sendo aproximadamente 5% em termelétrica, 2% em Biomassa, 25% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 37% em eólica. Até 2023, é esperado que haja um aumento de 20.015 MW.

## I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.10 e 5.11, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 10 distribuidoras.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária Elektro que atende 2,6 milhões unidades consumidoras localizadas em 223 municípios de São Paulo e 5 do Mato Grosso do Sul teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 27 de agosto de 2018 em 24,42% em média, sendo 23,20% para os consumidores da baixa tensão e 26,75% para os consumidores da alta tensão.

A Cemar, que atende 2,4 milhões de unidades consumidoras localizadas no Maranhão, teve um reajuste médio de suas tarifas em 16,94%. Desse total, o efeito para baixa tensão foi de 16,77% enquanto que para alta tensão foi 17,86%. O reajuste é válido a partir de 28 de agosto de 2018.

Atendendo a 1,4 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado da Paraíba, a Energisa Paraíba teve suas tarifas reajustadas em 15,41% para os consumidores da baixa tensão e em 16,75% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 15,73% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Energisa Paraíba entraram em vigor em 28 de agosto de 2018.

A Cooperaliança, que atende a 37,4 mil unidades consumidoras localizadas em 4 municípios do estado de Santa Catarina, teve reajuste médio de 17,17% na alta tensão e 12,57% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 14,38% nas tarifas a partir de 29 de agosto de 2018.

Com aproximadamente 3,6 mil unidades consumidoras, a concessionária João Cesa teve suas tarifas

médias reajustadas em 8,66%, sendo 8,51% o efeito médio na baixa tensão e 9,48% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em de 29 de agosto de 2018.

A partir de 26 de agosto de 2018, entraram em vigor as novas tarifas reajustadas da Forcel. O efeito médio para a baixa tensão foi de 20,64% enquanto que para a alta tensão o efeito foi de 43,78%, resultando em um efeito médio para o consumidor de 29,86%.

A EFLUL, que atende 6.740 unidades consumidores no município de Urussanga - SC, teve um reajuste tarifário médio de 12,32%, sendo 7,49% na baixa tensão e 18,22% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 29 de agosto de 2018.

Atendendo a 6 mil de unidades consumidoras no estado de São Paulo, a CEDRAP teve suas tarifas reajustadas em 14% para os consumidores da baixa tensão e em 12,05% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 13,07% nas tarifas de energia. As novas tarifas entraram em vigor em 31 de agosto de 2018.

A Iguaçu Distribuidora, que atende a 35.434 unidades consumidoras localizadas no interior de Santa Catarina, teve reajuste médio de 13,09% na alta tensão e 11,88% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 12,29% nas tarifas a partir de 29 de agosto de 2018.

Por fim a CEAL, cuja as novas tarifas entraram em vigor a partir 28 de setembro de 2018, teve um reajuste médio de 6,68%. Desse total, o reajuste para a baixa tensão foi de 6,60% enquanto que o para alta tensão foi de 6,89%. A CEAL é uma distribuidora localizada em Alagoas e atende a 1,1 milhão de unidades consumidoras.



Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Elektro	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	SP	24,42%	27/ago
Cemar	Companhia Energética do Maranhão	MA	16,94%	28/ago
EPB	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia	PB	15,73%	28/ago
Cooperaliança	Cooperativa Aliança	SC	14,38%	29/ago
Empresa Força e Luz João Cesa	Concessionária João Cesa	SC	8,66%	29/ago
Forcel	Força e Luz Coronel Vívica Ltda.	PR	29,86%	26/ago
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	SC	12,32%	29/ago
CEDRAP	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto Paraíba	SP	13,07%	31/ago
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	SC	12,29%	29/ago
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	6,68%	28/set

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

## J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 ocorreu no dia 31 de agosto de 2018 (Leilão de Geração nº 03/2018 (A-6)). O Leilão movimentou ao todo R\$ 23,6 bilhões em contratos, equivalentes ao montante de 168.033.684/ MWh de energia. O preço médio ao final das negociações foi de R\$ 140,87 por MWh, com deságio de 46,89% em relação aos preços-tetos estabelecidos, representando uma economia de R\$ 20,9 bilhões para os consumidores de energia.

Ao final das negociações, foram contratados 62 empreendimentos de geração, sendo 11 hidrelétricas (78,7 MW médios), 48 usinas eólicas (420,1 MW médios), 2 usinas térmicas movidas a biomassa (9,8 MW médios) e uma térmica a gás natural (326,4 MW médios), o que soma 835 MW médios de energia contratada.

Ao todo, os projetos que foram negociados totalizam 1.228,6 MW médios de garantia física e as usinas deverão iniciar o fornecimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.

A ANEEL também neste último mês, aprovou proposta de alteração da penalidade por falha no suprimento de combustível de termelétricas. A principal mudança na regra é associar o cálculo da penalidade ao preço do combustível (Custo Variável Unitário – CVU), ao invés do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD,

com reflexo positivo na precificação da energia negociada pelas térmicas em leilões.

A nova regra se adapta às melhores práticas internacionais do setor de combustível e aumenta a atratividade dos empreendimentos termelétricos nos leilões. A penalidade para combustível líquido passa a ser 10% do valor do CVU da usina para o combustível não entregue, e para os demais (gás, GNL e carvão) o limite da sanção chega a 30% do CVU da usina, considerado as indisponibilidades apuradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Ademias, na sexta-feira (21/9), a diretoria da ANEEL e os vencedores do Leilão de Transmissão 02/2018 assinarão os contratos de concessão para construção e operação de mais de 2 mil quilômetros de novas linhas. Além de ter todos seus 20 lotes arrematados, o leilão atingiu o deságio médio recorde de 55,26.

Diretoria da ANEEL aprovou na última terça-feira (18/9), a abertura de audiência pública para aprimorar os Editais dos Leilões nº 5/2018 e nº 6/2018, destinados à compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, denominados Leilão de Energia Existente “A-1” e “A-2”, de 2018, nos termos da Portaria MME nº 307/2018. A previsão é que os leilões sejam realizados sequencialmente em 7 de dezembro deste ano.

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km² de área.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Sessão pública de apresentação das ofertas		29/03/18
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		28/09/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		28/09/18
	Assinatura dos contratos de concessão		Até 30/11/2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapuru, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/06/18
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 30/11/2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - Oferta Permanente de Áreas</b>	
	<b>Descrição</b>	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km². Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante		A partir de 02/05/2018
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse		A partir de 20/07/2018
	Apresentação de ofertas		A partir de 01/11/2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Seminário técnico		15/08/18
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção		10/08/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal		15/08/18
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação		27/08/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		13/09/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas		28/09/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação		Até 11/10/2018
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.		Até 26/11/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante		Até 26/11/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção		Até 19/12/2018
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção</b>	
	<b>Descrição</b>	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	<b>Objeto</b>	<b>ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos</b>	
	<b>Descrição</b>	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuipe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapa		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapa		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 4/2018 - Fidelidade à bandeira	
	Descrição	Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a análise da necessidade de se manter a tutela regulatória da fidelidade à bandeira	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		21/9/2018 a 20/10/2018
	Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 3/2018 - Verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis	
	Descrição	Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a análise da verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		21/9/2018 a 20/10/2018
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 20/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que dispõe sobre a obrigatoriedade de apresentação de dados de preços relativos à comercialização de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis e dá outras providências.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 31/08/2018
	Audiência Pública		03/10/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 22/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de Resolução que dispõe sobre desconsideração de infração de reincidência, mediante o pagamento integral da multa imposta e o cumprimento dos requisitos que estabelece. Dessa maneira, esta Agência pretende dar publicidade, transparência e legitimidade às suas ações.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 02/10/2018
	Audiência Pública		30/10/18
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 23/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre alterações à Resolução ANP nº 41/2013, que disciplina o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos.	
	Etapa		Data
	Período da Consulta Pública		Até 08/10/2018
	Audiência Pública		16/10/18
	Objeto	CEGAS - Chamada Pública 2018	
	Descrição	As Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) de gás canalizado dos Estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe, respectivamente, Gás de Alagoas S.A. – Algás, Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, Companhia de Gás do Ceará – Cegás, Companhia Paraibana de Gás – Pbgás, Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, Companhia Potiguar de Gás – Potigás e Sergipe Gás S.A. – Sergas, concessionárias exclusivas dos serviços locais de gás canalizado dos seus estados, tornam público, para conhecimento dos interessados, a realização de CHAMADA PÚBLICA COORDENADA para aquisição de até 9,7 milhões m³/dia de gás natural.	
	Etapa		Data
	Envio das Propostas		Até 08/11/2018

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 57</b>	
	<b>Descrição</b>	Audiência Pública sobre definição do cronograma para a evolução do percentual de adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Período da Consulta Pública	14/09/2018 à 21/09/2018	
	Audiência Pública	21/09/18	
	<b>Objeto</b>	<b>MME - Consulta Pública nº 56</b>	
	<b>Descrição</b>	Consulta Pública de Normativo que Estabelece Diretrizes para o Planejamento da Transmissão de Energia Elétrica	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Período da Consulta Pública	12/09/2018 à 15/10/2018	
	Audiência Pública	15/10/18	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-1 e A-2 Existentes/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2018, previstos no art. 2º da Portaria MME nº 115, de 28 de março de 2018, denominados: I - Leilão de Energia Existente "A-1", de 2018; e II - Leilão de Energia Existente "A-2", de 2018;	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Realização	07/12/18	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 04/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Audiência Pública nº 43/2018	De 06/09/2018 a 08/10/2018	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão de Transmissão Nº 02/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Sessão pública de realização do LEILÃO, às 09 horas, na B3 S.A, sito à Rua XV de Novembro no 275 – São Paulo – SP	28/06/18	
	Previsão para publicação do resultado da Habilitação pela CEL até	10/08/18	
	Prazo para interposição de recurso: 5 dias úteis após a publicação do resultado da Habilitação no Diário Oficial da União	17/08/18	
	Previsão para Homologação do resultado do LEILÃO e Adjudicação do objeto	28/08/18	
	Prazo para entrega na ANEEL do cronograma e do orçamento de construção das Instalações de Transmissão	06/09/18	
	Prazo para entrega na ANEEL dos documentos da SPE ou da CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO exigidos para a assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO	06/09/18	
	Prazo para entrega na CEL/ANEEL da Garantia de Fiel Cumprimento	13/09/18	
	Assinatura dos CONTRATOS DE CONCESSÃO	21/09/18	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Leilão A-4/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Constitui objeto deste LEILÃO a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022, conforme Portaria MME nº 465/2017 e suas alterações.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Realização	04/04/18	
	Aporte da Garantia de Fiel Cumprimento	Até 15 (quinze) dias corridos após a publicação do Aviso de Homologação e Adjudicação ou da data prevista para o envio da documentação da SPE, o que ocorrer por último	
	Devolução das Garantias de Proposta	Até 5 (cinco) dias úteis após o regular aporte da garantia de fiel cumprimento	
	Data estimada para Outorga de Autorização	10/10/18	
	Data estimada para assinatura do CCEAR	Até 25 (vinte e cinco) dias úteis após a publicação da Outorga de Autorização ou do Aviso de Homologação e Adjudicação, o que ocorrer por último	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 045/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para o aprimoramento das propostas dos Editais do Leilão nº 5/2018, denominado Leilão de Energia Existente "A-1" de 2018 e do Leilão nº 6/2018, denominado Leilão de Energia Existente "A-2" de 2018, destinados à compra de Energia Elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, nos termos da Portaria nº 317/2018 do Ministério de Minas e Energia – MME.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	De 20/09/2018 a 22/10/2018	
	<b>Objeto</b>	<b>ANEEL - Audiência 044/2018</b>	
	<b>Descrição</b>	Obter subsídios para a elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020.	
	<b>Etapas</b>	<b>Data</b>	
	Prazo limite para colaboração	De 19/09/2018 a 05/11/2018	

## ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	ANEEL - Audiência 043/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 4/2018, destinado à contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 06/09/2018 a 08/10/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 042/2018	
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de agrupamento das áreas de concessão das empresas RGE Sul Distribuidora de Energia S.A – RGE Sul e Rio Grande Energia S.A – RGE, pertencentes ao grupo CPFL Energia.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 30/08/2018 a 15/10/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 041/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos dos Procedimentos de Rede em função da necessidade de incorporação da flexibilização de requisitos da modalidade de despacho operativo das usinas hidrelétricas com potência superior a 30 MW, bem como de inclusão dos requisitos estabelecidos para usinas com modalidade de operação Tipo II-C.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 30/08/2018 a 15/10/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 040/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão do Plano de Universalização Rural da Eletrobrás Distribuição Piauí	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 28/08/2018 a 31/10/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 039/2018	
	Descrição	Obter subsídios para aprimoramento da estrutura de capital utilizada na metodologia de precificação da receita teto dos leilões de transmissão.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 23/08/2018 a 24/09/2018
	Objeto	ANEEL - Audiência 038/2018	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da cobertura tarifária de custos com o Encargo de Serviço de Sistema – ESS e com o Encargo de Energia de Reserva – EER, objeto do Submódulo 5.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 09/08/2018 a 22/09/2018
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 015/2018	
	Descrição	Obter subsídios acerca da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital para os segmentos de distribuição, transmissão e geração (cotistas) conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 17/08/2018 a 30/09/2018





Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



**RIO DE JANEIRO**

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura  
Tel.: +55 21 3799 6100  
[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)