



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

Tendências tecnológicas para o setor energético

OPINIÃO

**Arturo Jordão Cortez e
Adriano Marcolino**

Oportunidades e desafios para a implementação de *Smart Grid* no setor elétrico brasileiro

Jefferson Villela Ferreira

O que esperar sobre armazenamento de Energia Solar

Jaime Finguerut

Cana de Açúcar e a Usina do Futuro: uma perspectiva de risco de investimentos

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação e Execução

Simone C. Lecques de Magalhães

Apoio

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – fgv.br/energia

Data de fechamento da edição: 28 de agosto

EDITORIAL

Tendências tecnológicas para o setor energético 04

OPINIÃO

Oportunidades e desafios para a implementação
de *Smart Grid* no setor elétrico brasileiro 08

O que esperar sobre armazenamento de Energia Solar..... 13

Cana de Açúcar e a Usina do Futuro:
uma perspectiva de risco de investimentos 17

PETRÓLEO 25

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial 25

Derivados do Petróleo 30

GÁS NATURAL..... 32

Produção e Importação..... 32

Consumo 34

Preços 35

Informações relevantes para o setor 36

BIOCOMBUSTÍVEIS 39

Produção..... 39

Preços 42

Consumo 43

Importação e Exportação de etanol..... 45

SETOR ELÉTRICO 47

Demanda 47

Oferta 48

Balanco Energético..... 50

Disponibilidade..... 51

Micro e Minigeração Distribuída..... 53

Estoque..... 54

Custo Marginal de Operação – CMO 55

Tarifas de Energia Elétrica..... 56

Expansão 57

Leilões 57

ANEXO..... 59



EDITORIAL*

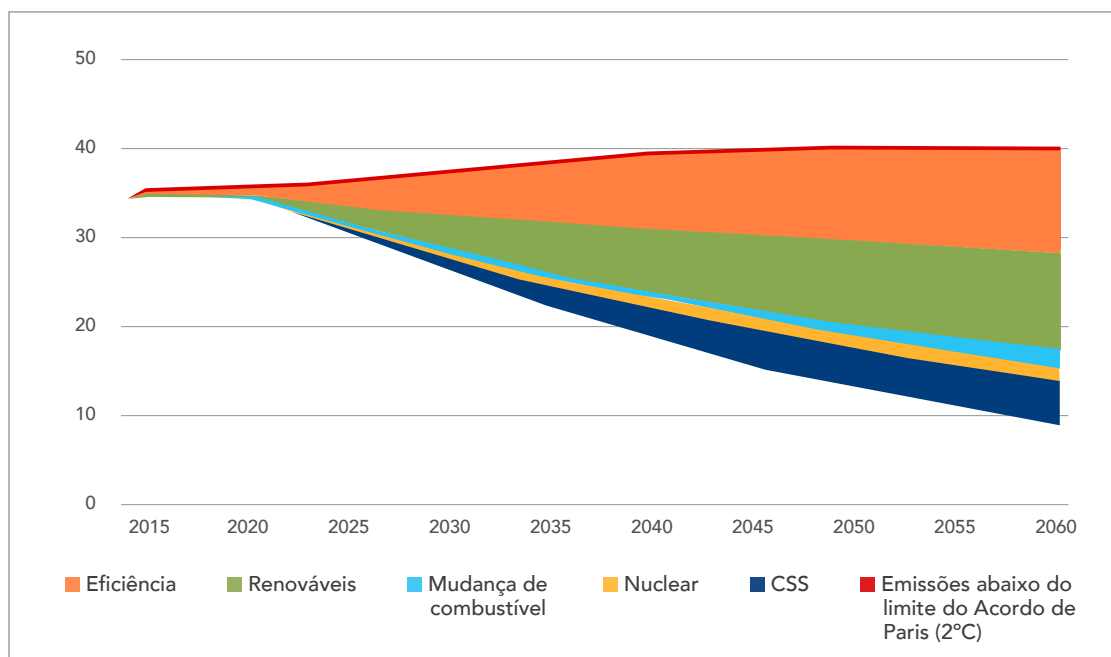
Tendências tecnológicas para o setor energético

A produção e o consumo de energia já passaram por inúmeras transformações ao longo dos anos e as perspectivas para o futuro não são diferentes. Nesse mercado, as mudanças são constantes, e os fatores que direcionarão aquelas que devem ocorrer nos próximos anos estão relacionados, principalmente, ao grau de importância atribuído à necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e, com isso, à ampliação do uso de fontes renováveis de energia. Além disso, tais mudanças estão intrinsecamente relacionadas não apenas com o surgimento de novas tecnologias, mas também com a busca pela redução de custos de aplicações já existentes e que ainda não são economicamente viáveis.

O desenvolvimento tecnológico é primordial para aumentar a oferta de energia confiável e barata, o que, como consequência, estimula o crescimento econômico. De acordo com IEA (2017)¹, o entendimento claro das oportunidades que as tecnologias podem oferecer é um elemento essencial de política energética para alcançar os objetivos compartilhados por todos os países quanto à segurança energética, desenvolvimento econômico e sustentabilidade. A Figura 1 mostra como cada área tecnológica deverá contribuir para as reduções das emissões de CO₂.

¹ Disponível em: <https://www.iea.org/etp2017/summary/>

Figura 1: Contribuições de cada área tecnológica na redução das emissões de CO₂



Fonte: IEA (2017).

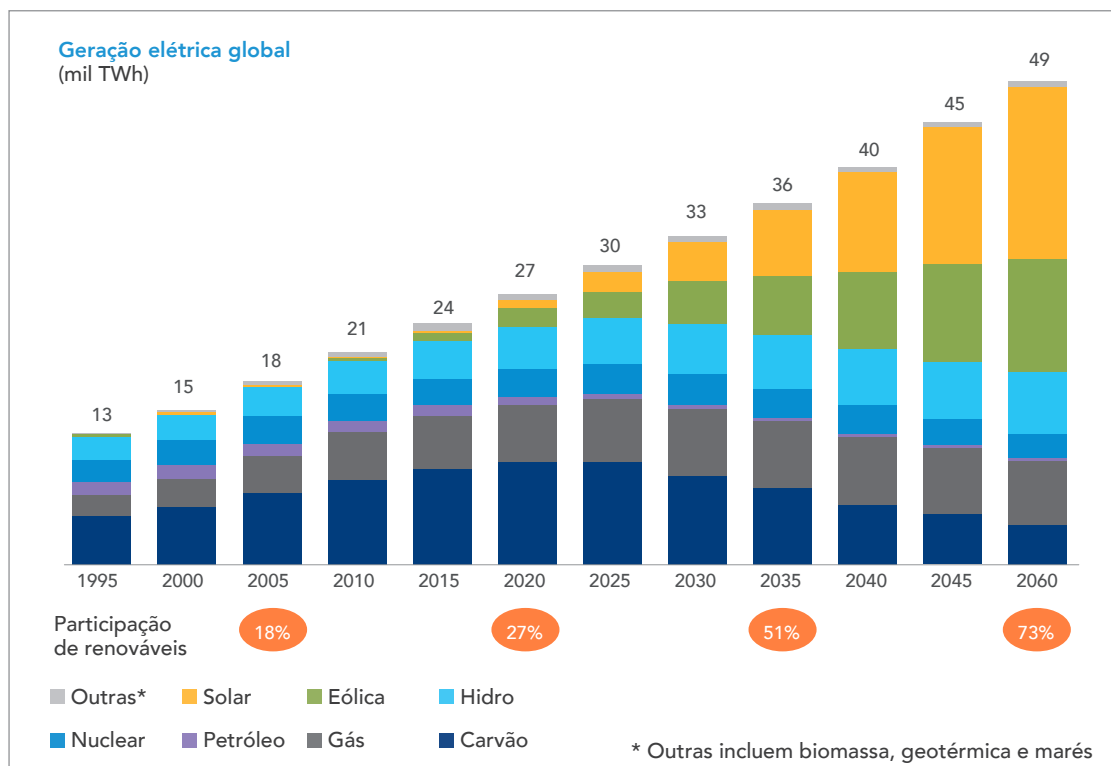
Segundo o estudo da consultoria McKinsey (2019)², enquanto a demanda por energia primária deve crescer 14% entre 2016 e 2050, o consumo de eletricidade será o dobro do atual em 2050 e as fontes renováveis deverão representar mais de 50% da demanda a partir de 2035 (Figura 2). No Brasil, as projeções da EPE (2018)³ estimam um aumento de 26% do consumo final de energia entre 2017 e 2027, com um crescimento anual de 2,3%. Utilizando esta mesma taxa de crescimento, a demanda duplicaria em 2048. Em relação à eletricidade, a EPE estimou que o consumo brasileiro aumentará 43% entre 2017 e 2027. Utilizando o mesmo percentual de crescimento anual (3,6%), o consumo já seria o dobro em 2037.

A participação das fontes eólica, solar, biomassa e PCH na matriz elétrica brasileira deve aumentar

de 22%, em 2018, para 28%, em 2027, enquanto a fonte hidrelétrica deverá ter a sua representatividade reduzida de 64% para 51%, no mesmo período, segundo a EPE (2018). A empresa de pesquisa também estima um montante de 5.000 MW de usinas fotovoltaicas e 10.000 MW de empreendimentos eólicos, no período 2023 a 2027, além do montante já contratado. Para o caso específico da geração solar fotovoltaica, que iniciou o ciclo de contratações nos Leilões de Energia de Reserva de 2014, foram contratados 143 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova "A-4" de 2018. Esse conjunto de usinas possui uma capacidade instalada total de 4.033 MW. No caso da geração eólica, foram contratados 655 empreendimentos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza uma capacidade instalada já contratada de 16.741 MW.

² <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019>

³ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>

Figura 2: Projeção da demanda por energia elétrica até 2050


Fonte: McKinsey (2019).

As reduções de custos já alcançadas na produção de energias renováveis, em especial solar e eólica, são resultado direto de investimentos em tecnologias que colocaram essas fontes na linha de frente da transição energética para uma matriz mais limpa. De acordo com IRENA (2019)⁴, o setor elétrico está liderando a transição energética em curso atualmente, devido ao rápido declínio dos custos da eletricidade gerada, principalmente, pelas fontes solar e eólica. Entre 2010 e 2018, o preço dos módulos fotovoltaicos caiu 90% e o custo nivelado de energia (LCOE, em inglês) desta fonte caiu 77%. No mesmo período, o preço das turbinas eólicas foi reduzido em 50% e o custo nivelado desta fonte caiu 30%.

A Shell (2018)⁵, empresa petrolífera que hoje atua em diversos segmentos do setor energético, afirma em seu cenário denominado "Sky" que transformações relevantes no mercado de energia demandam ações de políticas climáticas juntamente com o desenvolvimento de novas tecnologias disruptivas em larga escala, o que requer ambientes governamentais que incentivem fortemente investimentos e inovação.

A diversidade de soluções inovadoras é imprescindível para aumentar a oferta de energia nos próximos anos. A consultoria Accenture (2019)⁶ aponta a transformação digital como prioridade estratégica no setor energético, para que as companhias tornem as suas operações mais eficientes. A empresa identifica entre

⁴ Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>

⁵ Disponível em: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html>

⁶ Disponível em: <https://www.accenture.com/dk-en/insights/energy/accenture-technology-vision-energy-2019>

as tendências para as tecnologias na área de energia as chamadas tecnologias DARQ, que incluem: DLT - *Distributed Ledger Technology* (D), também conhecida como "*blockchain*"; inteligência artificial (A); realidade estendida (R); e computação quântica (Q).

Ellsmoor (2018)⁷ aponta as seguintes tendências tecnológicas em energias renováveis para o ano de 2019: armazenamento de energia, *microgrids*, inteligência artificial, *blockchain* e internet das coisas (IOT, na sigla em inglês). O armazenamento de energia tem um papel importante no balanceamento da oferta e demanda de energia, sendo crucial para lidar com a intermitência de fontes renováveis como a eólica e a solar. Os *microgrids*, grids locais que podem operar autonomamente ou conectados a um grid tradicional, conferem independência energética, eficiência e proteção durante emergências. O uso de *machine learning* aliado à inteligência artificial também confere melhoria às operações. Já o *blockchain*, que foi desenvolvido inicialmente para operar transações de criptomoedas, está sendo adaptado para uso no mercado de energia.

A maior participação de energias renováveis deverá contar com inovações em diversos segmentos. A IRENA (2019) traçou um panorama para as principais inovações do setor energético para os próximos anos, identificando onze tecnologias para o desenvolvimento de infraestrutura voltada para permitir a maior integração das energias renováveis. Entre elas estão as baterias, a recarga rápida de veículos elétricos, o aumento de flexibilidade de usinas, as tecnologias de

"*power-to-heat*" e "*power-to-hydrogen*", mini grids e *supergrids*, além das já mencionadas internet das coisas, inteligência artificial e *blockchain*.

A transformação do setor energético continuará de forma acelerada, com um direcionamento cada vez maior em relação às fontes renováveis, o que requer desenvolvimento de tecnologias, investimentos e políticas públicas. IEA (2017) menciona que muitas áreas tecnológicas sofrem com ausência de apoio político, o que impede o seu aumento de escala. Eficiência energética, bioenergia e a tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês) são alguns dos exemplos com alto potencial de desenvolvimento, mas que demandam sinais políticos para estimular os investimentos apropriados.

O **Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia** deste mês traz duas colunas que abordam tecnologias que já fazem ou farão parte de um setor energético mais conectado. Os autores Arturo Jordão Cortez e Adriano Marcolino, engenheiros na empresa Wartsila, comentam sobre o uso do *smart grid* no setor elétrico brasileiro, enquanto Jefferson Villela Ferreira, diretor e fundador da Br3e - Brasil empresa de eficiência energética, aborda o armazenamento de energia solar. Além destes, trazemos, ainda, um texto do diretor e conselheiro do ITC (Instituto de Tecnologia Canavieira), Jaime Finguerut, sobre as perspectivas para a indústria de etanol brasileira considerando os cenários futuros. Em seguida, este Boletim apresenta as análises setoriais mensais de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis e Setor Elétrico.

⁷ Disponível em: <https://www.forbes.com/sites/jamesellsmoor/2018/12/30/6-renewable-energy-trends-to-watch-in-2019/#3962fbdd4a1f>

* 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

Oportunidades e desafios para a implementação de *Smart Grid* no setor elétrico brasileiro

Por Arturo Jordão Cortez
e Adriano Marcolino*

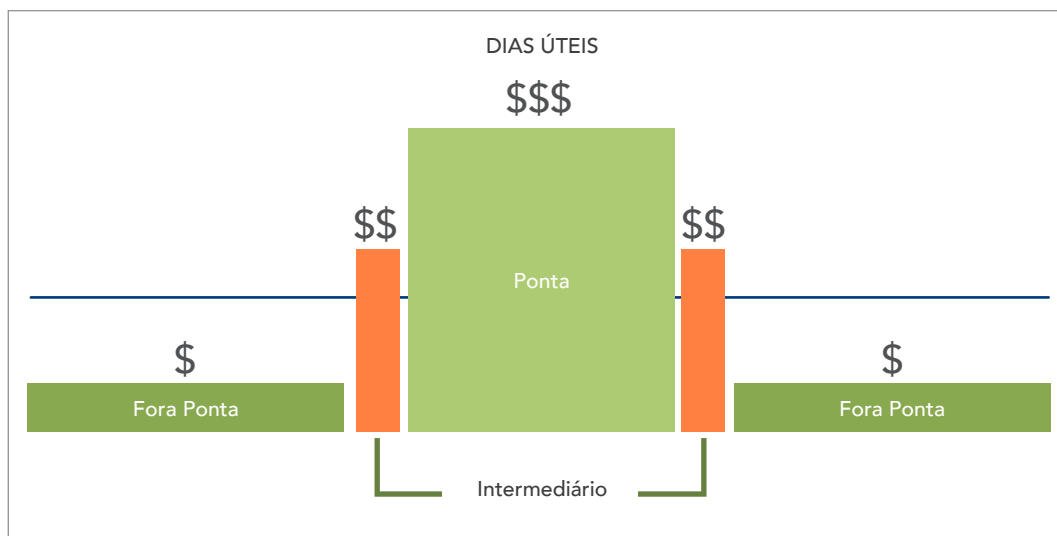
Atualmente as distribuidoras e o setor elétrico brasileiro possuem grandes desafios a serem enfrentados. Os consumidores residenciais passaram a gerar sua própria energia através de sistemas de geração distribuída, o número das perdas técnicas e não técnicas é bastante expressivo, chegando a mais de sete bilhões de reais para as perdas técnicas e cinco bilhões de reais para as perdas não técnicas no ano de 2018, segundo a ANEEL (2019), além de ainda existir uma grande dificuldade na previsão da demanda para energia elétrica em diferentes horários do dia.

Os avanços tecnológicos no setor elétrico, aliados ao fácil acesso à informação oferecido para a população em geral, possibilitam que a distribuição e o consumo de energia elétrica sejam gerenciados de forma a buscar a melhor eficiência possível, reduzindo perdas indesejadas na distribuição e

possibilitando que os consumidores gerenciem seu consumo de energia elétrica de forma mais inteligente, de acordo com suas necessidades e comodidade. Os desafios para a implantação de redes inteligentes nas distribuidoras são diretamente proporcionais ao tamanho da sua rede, e sua implantação planejada é de suma importância para garantir a satisfação dos consumidores e garantir a viabilidade de sua implantação versus as reduções esperadas de perdas indesejadas.

Já é possível solicitar a adesão da chamada tarifa branca para os consumidores que possuem consumo acima de 250kW/h por mês, e a partir de janeiro de 2020 os demais consumidores também poderão aderir à mesma tarifa. Na tarifa, existem 3 diferentes preços para a energia - ponta, intermediário e fora de ponta -, conforme mostra a Figura 1 (ENERGISA, 2019).

Figura 1 - Tarifa Branca.



Fonte: ENERGISA (2019).

Para viabilizar esta tarifa, é necessária a instalação de medidores inteligentes nas unidades consumidoras pois é preciso fazer a medição em tempo real do consumo de energia e a estratificação da conta de energia por hora. Até novembro de 2018, apenas 3.082 consumidores aderiram à tarifa branca (O ESTADO DE S. PAULO, 2019).

SMART GRIDS E SEUS IMPACTOS

Em relação à tecnologia, segundo KETCHELEDGE (2015), dois sistemas de redes inteligentes são considerados como base para qualquer projeto, que são: a Infraestrutura de Medição Avançada (AMI na sigla em inglês) e o Sistema de Gerenciamento de Dados de Medição (MDMS na sigla em inglês). Combinados com o existente Sistema de Informação de Clientes (CIS na sigla em inglês), podemos nos referir a este conjunto de sistemas como sistema "medidor-ao-caixa", pois representam a capacidade das distribuidoras em realizar as cobranças. Os desafios neste contexto estão na integração de diversos sistemas de diferentes fornecedores de tecnologia, pois mesmo fornecedores que informam seguir os mesmos padrões

têm dificuldade de se integrarem com os sistemas das distribuidoras.

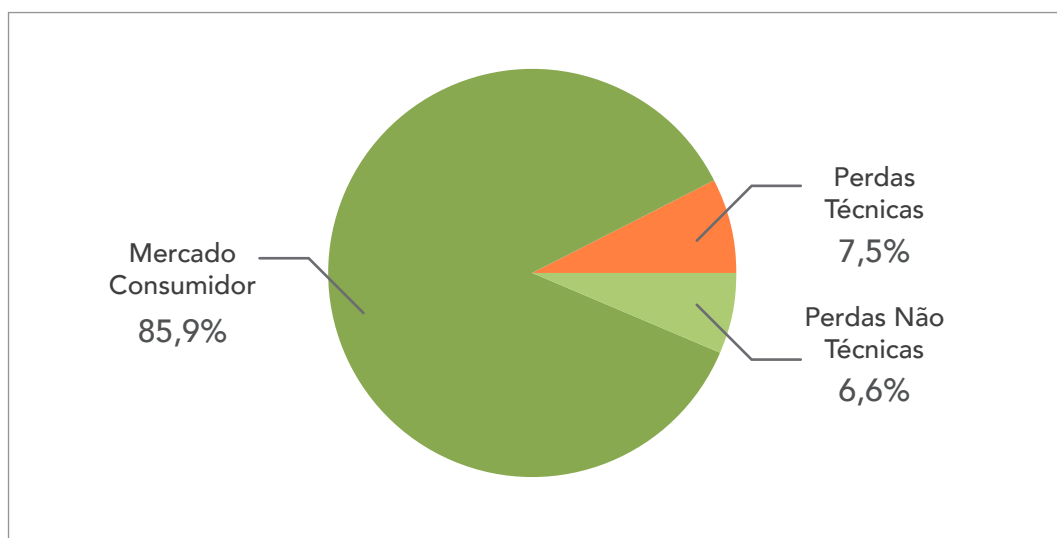
Novas tecnologias que forem desenvolvidas para iniciativas de redes inteligentes serão ineficazes se a distribuidora não mudar os seus processos internos para tomar vantagem da nova forma de fazer negócios. Mesmo a implementação de sistemas baseados em "medidor-ao-caixa" requer formas muito diferentes de uma efetiva operação da infraestrutura de distribuição. As distribuidoras usualmente têm uma deficiência em como utilizar os sistemas da melhor forma e fornecedores de tecnologias não têm a capacidade de fornecer estes serviços, uma vez que não têm o entendimento completo dos sistemas de tecnologia da informação das distribuidoras. Este é um processo que requer capacitação de profissionais por parte das distribuidoras ou a contratação de empresas especializadas para a adequação de seus processos.

Do ponto de vista das Distribuidoras, a implementação de redes inteligentes gera diversas oportunidades, como a redução de perdas e inadimplência

ao se efetuar a medição em tempo real do consumo e analisar as variações do consumo de um determinado consumidor, aumentando a dificuldade para que este fure energia. Segundo a Aneel (2019), as perdas não técnicas reais no país representaram um custo de aproximadamente R\$ 6,6

bilhões e representa para os consumidores uma média de 3% do valor da tarifa de energia elétrica, podendo chegar a mais de 21% dependendo da distribuidora. Na Figura 2 pode-se ver o impacto das perdas em relação ao mercado consumidor como um todo.

Figura 2 - Perdas sobre a Energia Injetada (2018).



Fonte: ANEEL (2019).

Como a medição é feita em tempo real, pode-se analisar os parâmetros de qualidade no momento que ocorrem, como a falta de luz, por exemplo, aumentando a velocidade de resposta das distribuidoras e melhorando os seus indicadores de qualidade junto à Aneel e aos seus clientes. Existe também a redução de custos operacionais e aumento da sua eficiência. Um exemplo disso é que o corte e a medição da energia podem ser feitos remotamente, sem a necessidade de uma equipe ir até o local de medição. Todos esses aspectos aumentam a satisfação do consumidor, que é um indicador importante para a distribuidora.

No Brasil, também existem desafios para a implementação de redes inteligentes pelas distribuidoras. O tempo de creditação dos medidores de energia

pelo INMETRO é bastante demorado, o que faz com que no momento em que a tecnologia é implementada já possam existir novas tecnologias mais avançadas e mais viáveis economicamente. O custo do investimento é alto, inviabilizando a implementação para todos os consumidores ao mesmo tempo, por isso é necessária uma análise estratégica para decidir o momento e o local de investimento.

Pelo lado do consumidor, as redes inteligentes trazem o benefício de uma possível redução das tarifas com a redução do furto e inadimplência, mas o principal benefício que o consumidor pode ter é a informação relacionada ao seu consumo de energia. Com a medição em tempo real, o consumidor pode acessar o seu consumo e administrá-lo conforme sua necessidade. As redes inteligentes

também podem facilitar a conexão de geração própria (solar e baterias) pelos consumidores, bem como facilitar seu gerenciamento e desta forma

impulsionar o crescimento da geração distribuída no país. A Figura 3 mostra o conceito do funcionamento das redes inteligentes e sua integração.

Figura 3 - Conceito de Redes Inteligentes.



Fonte: v2city expert group (2015).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para as distribuidoras, os principais riscos estão relacionados aos investimentos em *smart grid*. A análise da quantidade de medidores inteligentes, local e momento da instalação devem ser estudados cuidadosamente. Isto deve ser feito considerando todos os possíveis ganhos, como melhoria dos indicadores de qualidade, satisfação do cliente, inadimplência, furto de energia e revisão tarifária. Caso estes pontos não sejam analisados, o retorno do investimento pode não acontecer ou ser pouco atrativo.

As redes inteligentes envolvem todas as oportunidades relacionadas à tecnologia da informação. Na era da informação, a mesma pode ser monetizada, criando, por exemplo, anúncios pagos e marketing direcionado para certos consumidores de acordo com o perfil de consumo. Este tipo de oportunidade ainda é pouco explorado e as possibilidades são muitas.

Esta tecnologia já é uma realidade no Brasil e no mundo, ganhando mais espaço à medida que o consumidor vem percebendo seus benefícios. O setor elétrico deve estar preparado e regulamentado para esta realidade e a grande mudança que causará no setor. Padrões de consumo e carga serão alterados e gerarão oportunidades de negócios para diversos setores, como a gestão de consumo e a geração de energia distribuída.

Para que ocorra um maior crescimento desta tecnologia no setor elétrico brasileiro, é necessário um maior incentivo às distribuidoras, especialmente no que tange a aquisição e implantação dos equipamentos, já que os impactos positivos não ficam concentrados apenas nas distribuidoras, mas são vistos em diferentes áreas de todo o setor elétrico.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575

ENERGISA. Tarifa Branca beneficiará apenas clientes que consomem mais energia fora dos horários de pico de 2019. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/tarifa-branca.aspx>

KETCHLEDGE, James. Successful Smart Grid Implementation. PennWell Corporation, 2015.

O ESTADO DE SÃO PAULO. Tarifa branca de energia tem adesão de menos de 1% do potencial no primeiro ano de vigência. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,tarifa-branca-de-energia-tem-adesao-de-menos-de-1-do-potencial-no-primeiro-ano-de-vigencia,70002702450>

V2CITY EXPERT GROUP. Distributed technique for power 'scheduling' advances smart grid concept. Disponível em: <http://v2city-expertgroup.eu/2015/09/16/distributed-technique-for-power-scheduling-advances-smart-grid-concept/>



Arturo Jordão Cortez é engenheiro mecânico pela Universidade Federal Fluminense e cursa atualmente o MBA em administração de negócios do setor elétrico pela FGV. Trabalha desde 2014 na Wartsila, empresa finlandesa que atua no setor elétrico brasileiro. Atualmente possui o cargo de coordenador de vendas provendo soluções em projetos, contratos e serviços para os desafios enfrentados diariamente pelos seus clientes.



Adriano Marcolino é engenheiro mecânico pela FEI – Faculdade de Engenharia Industrial e cursa atualmente o MBA em administração de negócios do setor elétrico pela FGV. Atuou como Diretor Técnico na UTE Manauara, usina termoelétrica instalada na cidade de Manaus e trabalha desde 2012 na Wartsila, empresa finlandesa que atua no setor elétrico brasileiro. Atualmente possui o cargo de Gerente de Desenvolvimento de Negócios provendo soluções em projetos de conversão de usinas termoelétricas para gás natural, bem como projetos de melhoria de performance.

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



OPINIÃO

O que esperar sobre armazenamento de Energia Solar

Por Jefferson Villela Ferreira*

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o crescimento no uso da energia solar tem impulsionado o desenvolvimento de muitos equipamentos e soluções tecnológicas, incluindo os “atores principais” - painéis e inversores - e os “coadjuvantes” – as baterias.

O perfil do cliente vem mudando bastante. Primeiro, foram os grandes empreendedores e empresas e, agora, os clientes residenciais. O que chama a atenção é o desejo destes consumidores em ter a sua própria fonte de energia com uma considerável autonomia, o que inclui uma capacidade de armazenamento para suprir a energia que será consumida no período noturno, seja por economia ou por outras motivações.

De acordo com uma pesquisa da empresa Energy-Sage (2017), 74% das pessoas que instalam energia solar doméstica estão interessadas no armazenamento de energia¹.

MERCADO DE BATERIAS

O mercado de baterias solares para armazenamento tem se tornado muito atrativo e promissor, por isso tem despertado a atenção de consumidores e fabricantes. Estes, portanto, se embrenham em uma verdadeira corrida ao “ouro” em uma busca de novas composições minerais, objetivando uma tecnologia economicamente mais viável e vantajosa para ambos. Os testes com diferentes minerais e compostos para baterias surpreendem muito quem acompanha de perto este assunto,

¹ Disponível em: <https://www.energysage.com/data/#intel-6>

mas por enquanto as baterias de íons de lítio ainda são as preferidas.

Os sistemas com armazenamento de energia já estão sendo considerados pelos pesquisadores como uma excelente alternativa para residências, com custos que ficarão abaixo do cobrado pelas concessionárias de energia no futuro, segundo estudo publicado pela consultoria McKinsey (2017)².

A maioria das novas instalações de bancos de bateria nos Estados Unidos e na Europa são compostas por baterias de íons de lítio, pelos já conhecidos atributos: leveza, maior vida útil (que varia entre 13 e 18 anos), menores dimensões, pelo aumento da profun-

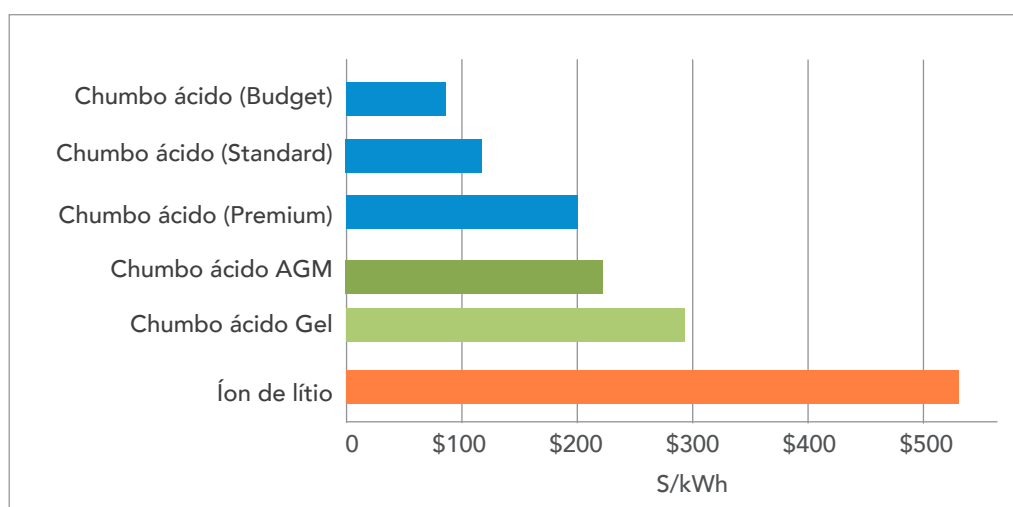
idade de descarga - DoD (Depth of Discharge) e ainda pela sua boa resiliência.

DESAFIO E PROGRAMA DE INCENTIVO

O grande desafio das empresas que estão tentando assumir a liderança nesse mercado, tais como Tesla, LG Chemical, Lithionics, e Panasonic, será vencer o alto custo das baterias de lítio para torná-las mais atrativas ao consumidor.

Atualmente, as baterias de íons de lítio, quando comparadas às baterias de chumbo ácido (*lead-acid*, em inglês) podem, ainda, custar mais que o dobro do preço, representando uma limitação na difusão de seu uso, de acordo com O'CONNOR (2017)³.

Figura 3 - Custo inicial por capacidade da bateria



Fonte: Adaptado de O'CONNOR (2017).

² Disponível em: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector>

³ Disponível em: <https://medium.com/solar-microgrid/battery-showdown-lead-acid-vs-lithium-ion-1d37a1998287>

Para tal difusão do uso das baterias no Brasil, seria interessante um programa específico para promover o uso de eletricidade renovável com armazenamento, tal qual alguns governos no exterior praticam. Nos EUA, o governo federal cobre 30% dos custos através de um Crédito Fiscal de Investimento. Para se qualificar, é necessário utilizar energia solar para recarregar as baterias e não a energia da rede elétrica.

Para estabelecer um programa semelhante, seria imperativo conciliar os interesses de todos os *stakeholders* envolvidos, em particular as concessionárias.

PREÇO DOS EQUIPAMENTOS E BATERIAS

O preço dos equipamentos para geração de energia solar diminuiu muito nos últimos anos. Hoje é possível comprar um sistema composto por painéis e inversores por uma fração do custo quando comparado ao de dez anos atrás e com reais vantagens sobre os sistemas antigos, pois eles são mais eficientes, mais confiáveis e compactos e ainda contam com garantias mais extensas.

No tocante às baterias, as promessas de Elon Musk de romper a barreira dos US\$ 100/ kWh não se concretizaram em 2018. Os analistas de mercado preveem que a partir de 2019 o desafio estimulará também os demais fabricantes nesta “cruzada” e, com potencial redução nos preços, o mercado deverá esquentar e atrair muitos consumidores da micro e minigeração, ou seja, residenciais e comerciais, numa visão simplista⁴.

A seguir são apresentadas algumas citações do analista de armazenamento de energia do GTM (*Greentech Media Research*) na *Wood Mackenzie Power & Renewables*, Mitalee Gupta, em matéria ao *Utility Dive*.

“Não temos certeza de que US\$ 100 / kWh serão atingíveis em 2018” – Não atingiu.

“O GTM usa preços de “prateleira”, e não os preços de células, em suas estimativas para os preços de armazenamento de energia estacionária, e coloca os preços de “prateleira” de 2018 em torno de US\$ 207 / kWh. Isso implica um preço de célula inferior a US\$ 207 / kWh porque as células são combinadas em “pacotes” e depois em “prateleiras”. O GTM não torna pública as previsões de preços das células.

Embora os custos das células sejam inferiores e se traduzam em custos mais baixos para os pacotes, não é tão fácil assim, pois em se tratando do pacote, os custos das células representam 75% dos custos. No nível do rack de baterias, os custos das células são responsáveis por uma porcentagem ainda menor dos custos gerais, já que os preços dos racks de baterias também incluem itens como software de gerenciamento de bateria, embalagem e eletrônicos. – Com certeza, um assunto bem “nublado”.

Gupta também observou que a afirmação de Musk não era muito específica. Não está claro, por exemplo, se o valor de US\$ 100 / kWh é apenas para os materiais ou se também inclui o lucro”. – O alarde é grande e precisamos enxergar o “decupado”.

⁴ Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes. (Fonte: ANEEL)

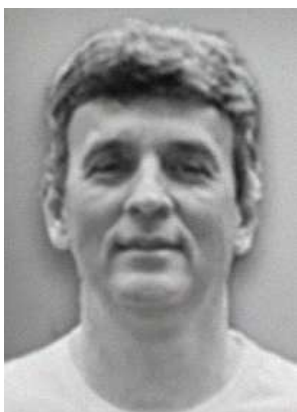
Os preços das células ainda são os principais responsáveis pelos custos gerais de armazenamento de energia, e o principal impulsionador nas quedas dos preços das células é o crescimento das vendas dos veículos elétricos. É muito claro que a maior parte da demanda por baterias é oriundo das vendas de veículos elétricos.

Esperamos que o desenvolvimento acelerado da eletromobilidade e micromobilidade possam garantir a queda nos preços e tornar as baterias economicamente mais viáveis, pois eles serão os maiores consumidores desta tecnologia, e pressionarão os fabricantes a investirem muito em P&D.

VISÃO FUTURA

A aposta é que até 2025, os EUA dominarão o mercado de armazenamento, com um aumento de 21% na taxa de crescimento anual composta (CAGR - Compound Annual Growth Rate) e serão seguidos pela Austrália e pelo Japão. Vamos acompanhar de perto⁵.

Enfim, o armazenamento de energia se desenvolverá em 2019 e nos próximos anos e muitas dúvidas deverão vir à tona, umas serão sanadas e outras aparecerão e deverão ser desvendadas com muita dedicação dos pesquisadores e cientistas.



Jefferson Villela Ferreira é arquiteto e Urbanista, Mestre em Sustentabilidade e Eficiência Energética (UFRJ), possui MBA em Gestão de Energia e Eficiência Energética (Latec/UFF) e MBA em Gestão de Marketing (IAG/PUC-RJ). Possui 27 anos de experiência profissional em grandes empresas de Telecomunicações e de Construção Civil, nas áreas de gestão de eficiência energética, gerenciamento e projetos de obras civis. Atuou como Gerente de Obras e de Eficiência Energética na Embratel/Claro/Net, é Diretor técnico e fundador da Br3e - empresa de Consultoria em Eficiência Energética, Auditor líder da norma ISO 50001, membro convidado do U.S. Department of Energy (DOE) e do Superior Energy Performance (SEP) no tema ISO 50001.

⁵ <https://www.sunpowersource.com/lithium-ion-battery/>

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



OPINIÃO

Cana de Açúcar e a Usina do Futuro: uma perspectiva de risco de investimentos

Por Jaime Finguerut*

Ao contrário de muitos países canavieiros (mais de 100), aqui no Brasil a cana-de-açúcar é um negócio agroindustrial. E como todo negócio, tem o seu ciclo de crescimento, estagnação e eventual extinção ou reinvenção, que analisaremos a seguir.

Como negócio, os números são impressionantes. Segundo dados da Unica (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), o Brasil é o maior produtor e exportador de açúcar (a fonte de calorias mais sustentável), com 40% do mercado internacional. O país também é o segundo maior exportador de etanol (o biocombustível comercial mais sustentável) e o primeiro maior importador. Em conjunto com o açúcar e o etanol, produz-se energia elétrica a partir da fração fibrosa da cana. Em 2018, foram exportados para o Sistema Integrado Nacional (SIN) cerca de 20.000 GWh, o que é equivalente ao consumo de 12 milhões de residências, posicionando a biomassa no mesmo nível da geração com o gás natural e a

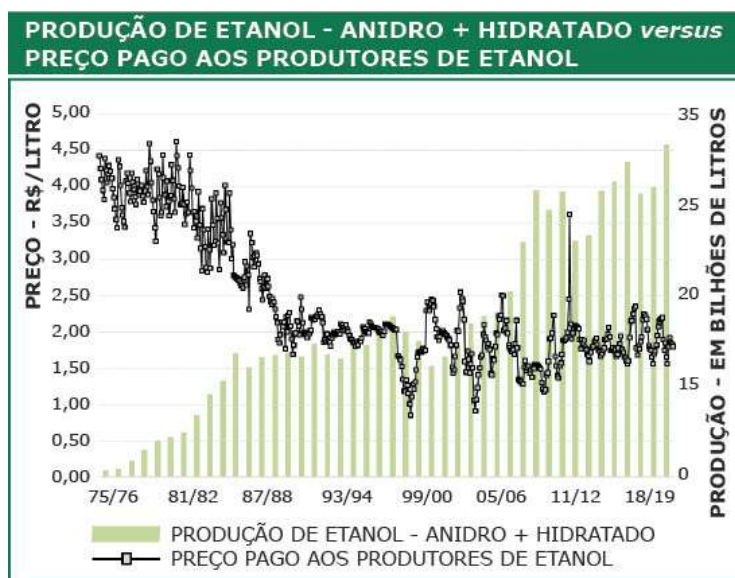
geração eólica. Quase toda esta exportação se dá nos meses de seca e de forma estável, contribuindo para o aumento do volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e a estabilização da geração e consumo, mais uma vez na forma da eletricidade mais sustentável no mundo.

Todo este negócio gera aproximadamente 800.000 empregos diretos (e cerca de 2,4 milhões em todas as atividades relacionadas), a grande maioria no interior, em aproximadamente 30% dos municípios brasileiros que, aliás, no Centro-Sul tem índices de qualidade de vida melhores do que a média. A cana com todas as suas atividades associadas gera um valor bruto movimentado pela cadeia sucroenergética que supera US\$ 100 bilhões, com um PIB de aproximadamente US\$ 43 bilhões (montante equivalente a cerca de 2% do PIB brasileiro) segundo dados da Unica, atualizados em agosto de 2018.

No entanto, verifica-se que embora este negócio tenha sido implantado de forma espetacular com o Proálcool, no final dos anos 70 do século

passado, ele se encontra estagnado há décadas como podemos ver na Figura 1, a seguir.

Figura 1: Histórico da produção de etanol e dos preços pagos aos produtores



Fonte: Rodrigues, 2019¹.

Vemos que, desde o lançamento do etanol combustível como produto, competindo com a gasolina e baseado em políticas públicas, houve uma redução substancial de custos. A trajetória dos preços ao longo de mais de 20 anos segue uma curva em S, característica de uma tecnologia inovadora, ou seja, quando a produção aumenta, os custos caem e o produto ocupa o espaço de outras tecnologias (como ocorreu e ocorre quando há mercados imensos, nas telecomunicações, tecnologias de bem-estar, mobilidade, etc.). Normalmente, quando uma tecnologia atinge a sua maturidade, ou seja, quando a inovação incremental não consegue mais fazer baixar os custos e aumentar ainda mais a produção, costumamos ver uma inovação disruptiva, aliás gestada nos anos de desaceleração (que podemos ver acima nos anos 90). Isso não ocorreu exata-

mente na cana, mas acontece muito rapidamente na tecnologia de informação e nas energias ditas renováveis, como captadores e conversores solares e sistemas de armazenamento, por exemplo.

Pelo contrário, temos pelo menos 20 anos de preços estagnados e nenhum sinal de implantação de novas tecnologias que possam reverter os custos crescentes de insumos (fertilizantes e diesel, por exemplo), mão-de-obra formal e terras, além de limitações regulatórias crescentes. Isto tudo associado a uma redução da produtividade da cana (por uma mecanização acelerada e apressada, pelo uso de ambientes de produção e variedades pouco adaptadas, entre outras causas), concentrando os custos em uma menor quantidade de cana por hectare e por ano.

¹ Disponível em: <https://sucroenergetico.revistaopinioes.com.br/revista/detalhes/15-velhos-desafios-e-novas-variaveis/>

Tudo isso indica que sim, a tecnologia atual será substituída, porém se mantidos os atrativos únicos da cultura canavieira, ela provavelmente atenderá também a outros usos além dos atuais citados anteriormente, como veremos ao final deste artigo.

As macro-tendências que afetam todos os outros grandes negócios são bem conhecidas e afetarão e moldarão também a Usina do Futuro, apesar de esta ser uma indústria de forte legado, ou seja, bastante resistente a mudanças radicais. As macro-tendências são a forte urbanização, aumento da afluência da classe média com aumento da demanda por alimentos, água, energia, conexão e entretenimento. Ainda, no contexto de mudanças climáticas, há uma tendência gradual de reconhecimento da necessidade de um consumo mais consciente, em vista da limitação de acesso aos recursos “naturais” e da incapacidade de aumentar indefinidamente as infraestruturas de manutenção da vida, além do envelhecimento da população e crescentes tensões geopolíticas que podem ser agravadas pelo maior custo de algum recurso geodeterminado.

É evidente que a mobilidade, em especial a mobilidade individual nas grandes cidades, não vai se manter a mesma por muito tempo, baseada em motores de combustão interna que levam à emissão de carbono para a atmosfera, e que não são especialmente duráveis e eficientes na transformação de energia em mobilidade. No Brasil, poderemos ter uma evolução para os sistemas de mobilidade assim chamados híbridos, ou seja, com dois motores (ou uma célula a combustível e um motor que aciona as rodas). Em um deles, a combustão pode ser a etanol, que funciona principalmente como um gerador, alimentando as baterias que, por sua vez, alimentam motores elétricos que acionam as rodas.

Ocorre que o mercado brasileiro de veículos, embora relevante, com mais de 2,5 milhões de veículos vendidos por ano, não é suficiente para termos uma plataforma de mobilidade global, esta sim que tem tido centenas de bilhões de dólares de investimentos em desenvolvimento nos últimos dez anos e caminha claramente para a mobilidade elétrica. O retorno destes investimentos massivos se dará com a mudança global da plataforma de mobilidade, ou seja, todo carro novo vendido terá de pagar o investimento em inovação.

Dado que não teremos uma plataforma global que use etanol, já que o modelo brasileiro de biocombustíveis a partir da cana não é facilmente replicado em outras geografias, como a China e mesmo a Índia (que já tem políticas públicas a respeito, mas não tem um negócio cana), poderemos manter uma solução local, ainda que mais eficiente? É pouco provável. Como já vimos, a curva de implantação das energias “alternativas” (solar e eólica) continua crescendo exponencialmente, barateando e permitindo a geração realmente distribuída. No limite, cada consumidor poderá gerar de forma competitiva a sua própria necessidade de eletricidade.

Assim, se termos, no futuro, acesso à eletricidade realmente barata e disponível, faz todo o sentido investir centenas de bilhões de dólares em seu armazenamento eficiente (baterias) e, nesse caso, o nosso diferencial competitivo, a geração de eletricidade embarcada a partir de etanol sustentável, se esvai. De fato, embora longe da densidade energética de um litro de etanol, as baterias estão evoluindo para se tornarem mais eficientes, mais leves, duráveis e mais baratas, como aliás temos visto em todas as tecnologias na área de consumo global de massa.

Há a se considerar, também, que a plataforma híbrida, por ter três sistemas principais - gerador a etanol, motor elétrico e baterias -, ao contrário da plataforma de mobilidade elétrica que só tem dois (mas com baterias muito maiores) é potencialmente mais cara do que o sistema atual de combustão interna, pelo menos no início da sua comercialização, e no futuro deverá ser mais cara do que o sistema eletrificado global. Assim, a sua implantação no Brasil será substancialmente mais lenta do que a adoção da plataforma de combustão interna flexível, etanol e/ou gasolina, aliás muito bem-sucedida em vista do baixo custo de conversão (eletrônica) dos motores antigos de combustão interna e de sua excelente dirigibilidade, mesmo sem atingir boas eficiências termodinâmicas.

Políticas públicas de descarbonização da mobilidade, em especial as muito bem formuladas como o RenovaBio brasileiro, irão continuar viabilizando os biocombustíveis (etanol, biodiesel com base de óleos vegetais e biometano), porém a mobilidade elétrica baseada em captação solar e eólica certamente alavancará ainda mais a descarbonização e, portanto, receberá mais incentivos. A frota *flex*, no entanto, deve se manter ainda por muito tempo, pois mesmo com a menor eficiência termodinâmica, o custo de aquisição do veículo *flex* e o custo efetivo por quilometro se manterá mais baixo do que as novas plataformas e o RenovaBio deverá estabilizar o consumo (preço relativo) dos biocombustíveis, mesmo com o petróleo (poluidor) eventualmente barato.

A consultoria McKinsey² confirma essa análise: “uma alternativa aos veículos elétricos no Brasil são os veículos movidos a etanol de cana-de-açú-

car, de baixo custo para produzir no Brasil e cujas emissões de carbono no ciclo de vida são semelhantes às associadas à geração de eletricidade. O crescimento do número de carros elétricos será, portanto, *muito mais uma função das tendências tecnológicas globais do que da necessidade local*. A construção da infraestrutura e do fornecimento de energia necessários (com foco nas energias renováveis) é um pré-requisito essencial. Até 2030, estimamos, a eletrificação pode chegar de 15 a 30% do mercado brasileiro”.

Assim, veremos uma competição clássica entre tecnologias: de combustão interna a etanol (*flex*), de mobilidade híbrida possivelmente a etanol (porém consumindo bem menos etanol por quilometro) e de mobilidade elétrica (*plug-in*), que inicialmente enfrentará uma grande limitação de rede de recarga no país.

Tendo em vista a direção dos investimentos automotivos, teremos de início apenas a continuidade do sistema atual, porém com um arrefecimento das vendas de veículos novos em vista da crescente disponibilidade de sistemas de transporte baseados em aplicativos nas grandes cidades. É fácil ver que a maioria dos jovens trabalhadores urbanos não pretendem mais ter carros próprios inclusive como símbolo de status.

As deficiências de infraestrutura urbana e em estradas e outros modais de transporte além da deficiência dos sistemas de recarga elétrica, limitam e atrasam a adoção da nova plataforma global, mas continuarão aumentando o nosso custo de transporte, tornando o país como um todo menos competitivo, o que não se sustenta no longo-prazo.

² <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/snapshots-of-the-global-mobility-revolution3>

Assim podemos imaginar que o etanol biocombustível pode continuar atrativo e até mesmo irá aumentar a sua demanda por algum tempo, porém a longo prazo com certeza será uma solução apenas local em um mercado em processo de substituição tecnológica.

Os investimentos em aumento significativo de produção de cana são muito altos e de retorno muito lento. Com a tecnologia atual, a capacidade efetiva de processamento de uma usina nova só é atingida após cinco anos do investimento realizado e a maturidade da produtividade do canavial se dá após dois ou três ciclos de produção com as reformas correspondentes do canavial, o que hoje representa 10 a 15 anos. Desse modo, um investimento muito bem feito tem condições de se sustentar e ter retorno em, digamos, 20-30 anos, até que a substituição tecnológica já tenha sido relevante.

O açúcar (sacarose), ao contrário do etanol, não tem ainda políticas públicas como o RenovaBio para ser reconhecido e dar valor à sua sustentabilidade como alimento (fonte de calorias e de prazer). Não há mecanismos para reconhecer as suas externalidades positivas. Pelo contrário, há uma clara tendência de curto-prazo a restringir o seu consumo, principalmente nas economias mais avançadas e ainda de usar crescentemente substitutos não-calóricos da doçura do açúcar, cuja eficiência, produção e consumo tem evoluído de forma significativa. O açúcar como alimento, portanto, embora seja o principal produto da cana e já tenha um enorme mercado, dificilmente conseguirá recuperar no médio ou longo-prazo o seu consumo per capita e preços históricos.

Finalmente, temos o terceiro produto importante do setor, a bioeletricidade. Embora represente

cerca de, no máximo, 10% do faturamento das usinas, esta geração é considerada como muito importante por ser “produzida” em excesso em conjunto com o açúcar e etanol, com muito pouco investimento adicional, em comparação com o CAPEX da usina como um todo. Assim, a bioeletricidade gera uma parte considerável das margens apertadas das usinas.

A bioeletricidade de cana tem externalidades positivas como disponibilidade constante no período de seca permitindo melhor gerenciamento dos reservatórios além de ser um estabilizador (em conjunto com a geração hidroelétrica e a gás natural) da intermitência da geração eólica (e solar, no futuro) e ser totalmente neutra em termos de emissões. Não há ainda uma política pública clara para corrigir estas externalidades, embora o RenovaBio contemple o aumento da cogeração com biomassa.

Também, como já citado, a longo prazo as energias alternativas (solar principalmente), em conjunto com baterias e outros sistemas de armazenamento e estabilização, que têm de evoluir muito para um uso disseminado, serão mais baratas e mais fáceis de obter que a bioeletricidade, mesmo porque esta depende umbilicalmente da produção de etanol e açúcar. Isso vale também para a cana-energia. Embora essa variedade produza muito mais fibra por hectare e por ano, ela também produz mais açúcar, portanto necessitam de processos consumidores de açúcar para justificar o investimento no seu plantio, processamento e colheita, potencialmente mais caros do que a cana-de-açúcar, em vista do alto teor de fibras.

Completamos assim um quadro de risco de investimento. Como qualquer análise, ela é complexa e com cenários bastante instáveis.

Para uma decisão de investimento a ser feita no curto prazo, um canavial e uma usina que usem a melhor tecnologia disponível ou que assumam riscos no uso de soluções tecnológicas mais radicais (e menos conhecidas) tem boas perspectivas de retorno em menos de 20 anos, que é o tempo provavelmente necessário para que as novas tecnologias citadas cheguem a competir efetivamente com a cana para os produtos convencionais (açúcar, etanol e bioeletricidade).

Há, no entanto alguns outros cenários com outras tecnologias em desenvolvimento a considerar, a exemplo da Captura e Armazenamento de Carbono (CCS em inglês).

Muitas soluções estão sendo propostas e algumas até em escala de demonstração referentes à “Bioenergia com Captura de Carbono e Armazenamento” (BECCS em inglês). A ideia é retirar CO₂ da atmosfera (através da fotossíntese) gerando biomassa que, por sua vez, gera bioenergia (biocombustíveis, calor e/ou eletricidade). O CO₂ liberado na geração de bioenergia pode ser, então, armazenado. Propõe-se que o CO₂ resultante da combustão da biomassa ou da fermentação sejam pressurizados e transportados para poços de petróleo, rochas porosas ou cavernas subaquáticas. No entanto, este local só é minimamente viável se o armazenamento for relativamente próximo da geração, o que é muito raro.

Uma demonstração deste conceito³ já está em curso desde 2017, em Decatur, Illinois (EUA), em uma das instalações de fabricação de álcool de milho da firma ADM (um dos maiores produtores mundiais de etanol de milho). O CO₂ da fermen-

tação (cerca de 16% do CO₂ gerado na planta), é convertido em um fluido “supercrítico” (altas pressões) e injetado em poços que atingem camadas de arenito abaixo da planta, dois quilômetros abaixo do solo, para armazenamento a longo prazo. O armazenamento de carbono requer uma geologia particular: rochas porosas, como arenito, que são cobertas por uma camada impermeável. Segundo a ADM, a formação Arenito Monte Simon, que fica sob a planta em Decatur, tem o potencial de armazenar com segurança “bilhões de toneladas de dióxido de carbono”.

A Petrobras estuda o assunto CCS do ponto de vista geológico no Brasil, já tendo aplicações piloto de recuperação de petróleo re-injetando o CO₂ retirado do gás extraído dos poços em profundidade.

Aqui no Brasil, temos a planta (cana-de-açúcar) que faz a fotossíntese de forma mais eficiente no mundo, com altas produtividades, portanto se fosse possível armazenar uma parte do carbono da cana, teríamos efeitos semelhantes aos das florestas, cujo solo, após séculos de ciclo de biomassa tem altos teores de carbono.

As tecnologias de Captura e Fixação de Carbono da Biomassa são consideradas extremamente caras e muito pouco prováveis de atingir bilhões de toneladas de retirada de carbono por ano para estabilizar o clima. Dados mais otimistas apostam em US\$ 50 /tonelada de CO₂ armazenado por BECCS, enquanto o preço do carbono não emitido (embora extremamente volátil, pois não existe ainda um mercado de créditos de carbono) não chega a US\$ 20. O RenovaBio tem como base um preço do carbono em torno de US\$ 10 por tonelada.

³ https://fern.org/sites/default/files/news-pdf/Fern%20BECCS%20briefing_0.pdf

Caso a captação solar fique de fato barata, a cana-de-açúcar pode ser integrada com captadores solares e a energia elétrica gerada pode ser integrada para converter de volta uma parte do CO₂ gerado no uso da biomassa em mais biocombustíveis, como o metano, com o uso de hidrogênio gerado também utilizando a energia solar. Esta linha se chama eletrocombustíveis e a cada dia são encontrados novos catalisadores que tornam esta via mais eficiente e barata. Ou seja, as placas fotovoltaicas do futuro farão efetivamente uma fotossíntese artificial muito mais eficiente na conversão da irradiação solar, em uma faixa de comprimentos de onda muito mais ampla do que a fotossíntese, sem ter de fixar carbono na forma de biomassa e tendo, ainda, a fonte de carbono, o CO₂, concentrado a partir da biomassa, e não o extremamente diluído da atmosfera, como as plantas têm de processar.

Assim, propomos um quarto produto importantíssimo nacional e internacionalmente, o carbono retirado da atmosfera e fixado no solo, onde ele é mais útil, o que poderia prolongar em muito a atratividade de investimentos em aumentos da área plantada de cana. Este quarto produto poderia atrair investimentos “verdes” internacionais que hoje se dirigem às outras energias alternativas, reflorestamento e não derrubada de florestas, ou mesmo à mobilidade elétrica.

Temos, ainda, um quinto produto potencial importantíssimo da cana, a proteína comestível (seja por extração direta da proteína da cana, inclusive melhorada para esta finalidade, com maior interação com a microbiota fixadora de nitrogênio, seja pelo processamento fermentativo em laboratório, conversão de açúcares em proteína comestível). Como se reduz potencialmente a produção

animal, otimizamos também o uso da água (e do solo), otimizando onexo água-energia-alimentos.

Assim, mais uma vez, o investidor de longo prazo deverá estar atento a todas estas oportunidades de desenvolvimento e implantação de tecnologias em larga escala, cada uma delas gerando a sua curva de aprendizado, competindo pela adoção por parte dos consumidores mundiais.

Existe ainda o potencial de geração de uma multiplicidade de produtos hoje feitos a partir do petróleo, que podem ser feitos de cana-de-açúcar em um modelo de biorefinarias locais. Como o mercado para produtos é muito menor do que o mercado de energia, podemos imaginar que cada unidade produtiva poderia se especializar em parcerias para fabricar um ou alguns coprodutos de maior valor, atendendo às necessidades humanas urbanas, como produtos de limpeza, cosméticos, fármacos (ou seus intermediários) e, ainda, tecidos e materiais de construção de especialidade (como os materiais biodegradáveis e plásticos verdes recicláveis indefinidamente). Hoje, os bioprodutos são mais caros do que os de origem fóssil, porém se a fixação de carbono de fato “pagar a conta” da produção de cana (a longo-prazo), teremos uma matéria-prima e uma fonte energética para esta biorefinaria com certeza muito competitiva com o petróleo, mesmo mais barato. Isso é semelhante à produção de bioprodutos a partir de lixo urbano, que tem na verdade um custo negativo, ou seja as pessoas das cidades pagam para se livrar dos resíduos que não conseguem tratar e reusar elas mesmas. A cana pode vir a ser remunerada (na proporção da sua fotossíntese e fixação de carbono no solo) por todos os habitantes do planeta, por limpar a atmosfera, ou seja, dar um destino aos seus resíduos não tratados.

As perspectivas de longo-prazo e principalmente de muito longo prazo são, portanto, extremamente positivas para a cana, porém dependem do reconhecimento da necessidade de uma descarbonização radical e de uma extrema racionalidade nos investimentos. A imitação dos ciclos planetários da biosfera (onde não há resíduos nem desperdícios e há ciclos de reforço das tendências posi-

vas) na indústria é o que tentamos colocar como o futuro deste importante setor e que pode ser um necessário cenário de reinvenção deste negócio.

Isso se resolve e se viabiliza inclusive através da boa comunicação, ou seja, quem detém conhecimento que acredita ser relevante, deve expô-lo para debate, como estamos fazendo neste artigo.



Jaime Finguerut é engenheiro químico, com especialização em bioprocessos. Trabalhou de 1979 a 2017 no CTC, inicialmente Centro de Tecnologia Copersucar e depois Centro de Tecnologia Canavieira em Piracicaba, SP, em várias posições na área de gerenciamento do desenvolvimento de tecnologias, tendo nos últimos anos sido Assessor Técnico do CEO, onde procurou financiamento para novos temas, parcerias e novos talentos para a companhia. Em 2017, fundou o seu próprio Instituto de Tecnologia, o ITC - Instituto de Tecnologia Canavieira, do qual é diretor e membro do Conselho, e onde realiza projetos de consultoria e desenvolvimento de tecnologias para o setor sucroenergético.

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



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d)

| Agregado | jun-19 | MoM | Acumulado* | Acumulado-19/Acumulado-18 |
|------------------------|-------------|--------|---------------|---------------------------|
| Produção | 2.557.432,1 | -6,4% | 470.124.759,7 | 0,02% |
| Consumo Interno | 1.714.621,2 | -0,4% | 305.593.140,6 | 2,4% |
| Importação | 244.391,3 | 8,3% | 34.564.652,7 | 13,8% |
| Exportação | 880.551,6 | -21,3% | 228.035.140,7 | 33,0% |

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

MoM – month over month

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O mês de junho/19 apresentou produção diária de 2,56 MMbbl/d, volume 6,4% inferior aos 2,73 MMbbl/d produzidos em junho/19 (Tabela 1.1). Os maiores incrementos mensais na produção por sistema produtivo ficaram com o FPSO Pioneiro de Libra (aumento de 23,2 Mbbl/d), instalado no campo de Mero; a P-76 (aumento de 18,7 Mbbl/d), no campo de Búzios; e a P-69 (aumento de 14,9 Mbbl/d) no campo de Lula. Por outro lado, variações negativas ocorreram no FPSO Cidade de Paraty (queda de 45,2 Mbbl/d) e no FPSO Cidade

de Mangaratiba (queda de 95,2 Mbbl/d), no campo de Lula; e na P-52 (queda de 21,6 Mbbl/d), no campo de Roncador.

A plataforma que será responsável pelo Teste de Longa Duração de Farfan (descoberta em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas) ganhou extensão de prazo de instalação pelo Ibama. A licença tem validade até 15 de janeiro de 2020. Além de sistemas de produção, a Petrobras planeja aumentar sua frota de sondas de perfuração para

os novos blocos adquiridos nas últimas rodadas. A expectativa é de que sejam contratadas até seis sondas até o fim de 2020 (BE Petróleo, 2019)¹.

Segundo dados da ANP, em junho/19, 96,1% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.103 poços, sendo 645 marítimos e 6.458 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em junho de 2019, sua produção foi oriunda de 99 poços e chegou a 1,55 MMbbl/d de óleo e 62,8 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,95 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O novo recorde de produção na camada foi o maior responsável para a marca histórica da produção nacional, totalizando 59,8% do total do país.

A Petrobras anunciou, em agosto de 2019, os resultados para seu segundo trimestre, com lucro líquido de R\$ 18,9 bilhões, recorde histórico da empresa. O principal responsável para o resultado positivo foi a conclusão da venda de 90% da participação da empresa na TAG, por R\$ 33,5 bilhões. Os aumentos nos preços de referência internacional e na cotação do dólar também foram importantes para o resultado positivo. A dívida líquida da empresa reduziu 12% em relação ao trimestre anterior, para US\$ 83,7 bilhões.

A estatal planeja ampliar o conhecimento sobre seus ativos no pré-sal da Bacia de Santos. Para tanto, a empresa iniciou o licenciamento ambiental para realizar uma megacampanha de aquisição de dados sísmicos 4D com nodes e implementar

um sistema de monitoramento permanente. Entre as 11 áreas escolhidas para o estudo², serão levantados mais de 11 mil km² entre 2020 e 2025.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o primeiro ciclo de Oferta Permanente teve divulgados os setores que estarão em oferta pela ANP. Ao todo, foram selecionados 14 setores, sendo nove de blocos exploratórios e outros cinco de áreas com acumulações marginais. A maior procura ocorreu nas bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Potiguar. Dando sequência ao cronograma estipulado pela agência, as empresas inscritas têm até dia 26 para declarar interesse (acompanhado de garantia de oferta) para qualquer um dos 14 setores ofertados. A sessão pública de apresentação de ofertas está agendada para o dia 10 de setembro. Ainda sobre a oferta permanente, a ANP deve incluir pelo menos mais 150 blocos para as áreas em oferta, que hoje contam com cerca de 600 blocos.

O leilão do excedente da cessão onerosa teve seu edital e modelo de contrato aprovados pela Diretoria Colegiada da ANP, e deve ocorrer em 6 de novembro. O certame pode não contar com a Petrobras caso a PEC que autoriza o pagamento de US\$ 9 bilhões à empresa pela União não seja concretizado. Segundo o presidente da empresa, Roberto Castello Branco, devido ao alto endividamento que a empresa apresenta, o custo de capital da mesma não se equipara ao de seus concorrentes.

As outras duas rodadas que serão realizadas em 2019, a 6ª rodada de partilha (prevista para 06 de novembro) e a 16ª rodada de concessão (prevista

¹ <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/ate-seis-novas-sondas-em-um-ano/>

² São elas: Sapinhoá, Sépia, Lula, Itapu, Três Marias, Uirapuru, Sagitário, Iara, Mero, Búzios e Júpiter. Para maiores detalhes: <https://epbr.com.br/petrobras-faz-megacampanha-para-sismica-em-11-areas-do-pre-sal/>

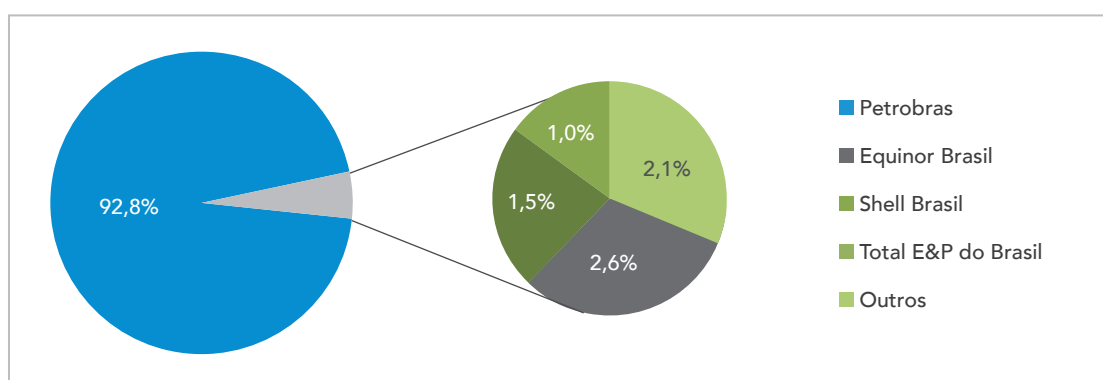
para 10 de outubro) tiveram seminários técnicos realizados no final de julho, reiterando a realização dos certames nas datas previstas. Espera-se uma arrecadação com a 6ª rodada de até R\$ 7,8 bilhões e para a 16ª rodada, caso todos os blocos sejam arrematados, de pelo menos R\$ 3,8 bilhões.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92,8% da produção, em junho/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,6% em relação aos 2,4% de maio/19, em virtude da queda na produção da Petrobras e o acréscimo de 1,8 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A Equinor começou a realizar os primeiros testes de formação na porção norte de Carcará, após a conclusão da perfuração de três poços no bloco. A companhia reportou que os dados coletados confirmam as expectativas elaboradas pela área técnica. O objetivo é de que os primeiros poços de desenvolvimento do projeto sejam perfurados em 2021 para que o primeiro óleo ocorra entre 2023 e 2024.

A Shell manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em junho/19. Ainda assim, a empresa diminuiu 3,3 Mbbl/d na sua produção total, em função dos campos de Bijupirá e Salema. A empresa planeja realizar uma campanha 4D em Argonauta (entre o final do ano e o início de 2020) e outras campanhas 3D no bloco C-M-791 e em Gato do Mato, que tem ainda a previsão de instalação de um FPSO de capacidade de 90 Mbbl/d de processamento de óleo (para 2023).

Por fim, a Total aumentou ligeiramente sua parcela em junho/19 quando comparada a maio/19, para 1%. Houve aumento de 1 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa. Ainda em relação ao campo de Lapa, o Conselho de Administração de Defesa Econômica aprovou, sem restrições, a cessão da participação da Petrobras (de 10%) para a Total, configurando assim o consórcio: Total (45% e operação), Shell (30%) e Repsol Sinopec (25%). A Total iniciou a perfuração de dois poços na região entre junho e agosto de 2019, sendo um deles produtor e um injetor.

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (Fevereiro/19)

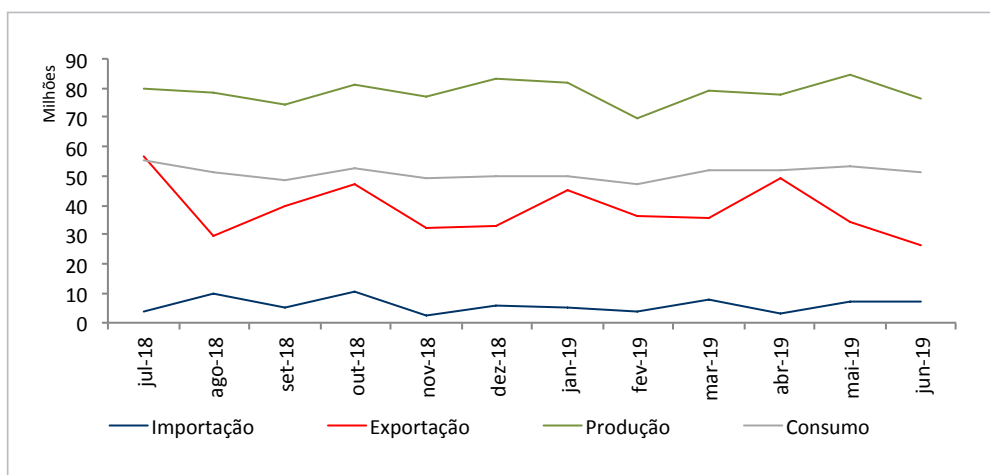


Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em junho de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo diminuiu, principalmente em função da queda na produção. Apesar da forte queda na cotação internacio-

nal do petróleo registrada no mês de junho, as exportações de óleo bruto brasileiras tiveram recuo significativo, contribuindo para uma redução da conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações.

Gráfico 1.1: Contas Agregadas do Setor Petrolífero, últimos 12 meses (MMBbl)

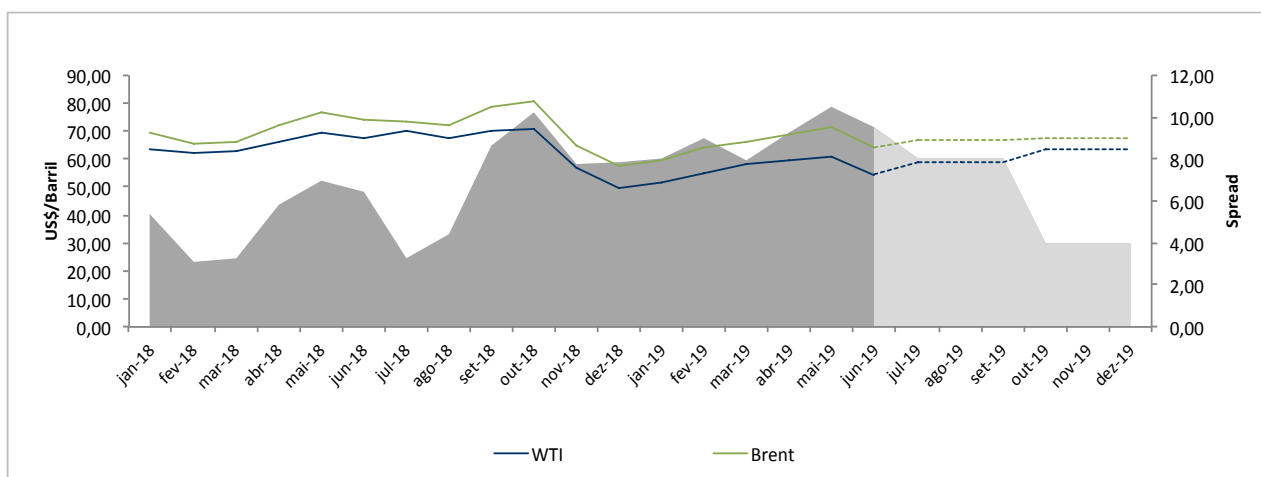


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de junho, atingindo o valor de US\$ 64,22/bbl. O WTI, por sua vez, registrou queda e chegou ao valor de US\$ 54,66/bbl em junho.

A queda na cotação internacional permanece em agosto de 2019. O aumento dos estoques americanos de petróleo traz os preços para patamares cada vez mais baixos e, apesar do acirramento dos conflitos comerciais entre China e EUA, o reflexo dos mesmos para os investidores é de que os conflitos dificultam ainda mais o desenvolvimento econômico global.

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl)



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

Voltando à produção brasileira, em junho de 2019, o destaque na produção por estado foi a queda de 8,9% no Rio de Janeiro, em relação a maio. Como é o maior produtor do país, nem mesmo as produções ascendentes nos estados do Espírito Santo, Sergipe, Ceará e Alagoas foram capazes de compensar a queda no Rio de Janeiro e o país fechou com retração de 6,4% no comparativo mensal. A tabela 1.2 consolida os dados de produção por estado.

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal iniciou o processo de venda de 100% da sua participação em 11 campos de águas rasas da Bacia de Campos³. Juntos, os ativos produziram 19,6 Mboe/d nos últimos 12 meses. Outra oportunidade foram os campos de Peroá e Congoá e o bloco BM-ES-21, na bacia do Espírito Santo.

Em estágio mais avançado, a empresa negociou com a 3R Petroleum a venda do Polo Macau, que engloba sete campos na Bacia Potiguar, entre terrestres e marítimos⁴. A negociação dos ativos movimentou US\$ 191,1 milhões, divididos em duas parcelas.

Por fim, os polos Enchova e Pampo (que incluem os campos de Marimbá, Enchova, Bonito, Enchova Oeste, Bicudo, Piraúna, Pampo, Badejo, Linguado e Trilha), localizados na porção do Rio de Janeiro da bacia de Campos, foram vendidos a Trident Energy, que apresentou a melhor oferta para a Petrobras (em torno de US\$ 1 bilhão), detentora de 100% dos ativos dos polos. A produção do polo inteiro ficou em torno dos 38 Mbbl/d nos últimos meses.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

| UF | Localização | jun-19 | MoM | Acumulado* | Acumulado-19/Acumulado-18 |
|--------------|-------------|------------------|--------------|--------------------|---------------------------|
| AL | Onshore | 2.297 | 4,6% | 426.314 | -8,2% |
| | Offshore | 0 | - | 8.313 | -58,1% |
| AM | Onshore | 18.553 | -1,0% | 3.492.193 | -7,6% |
| BA | Onshore | 26.718 | -1,5% | 4.971.310 | -6,5% |
| | Offshore | 228 | -42,5% | 61.894 | -36,2% |
| CE | Onshore | 866 | 0,2% | 159.782 | -16,4% |
| | Offshore | 4.281 | 1,4% | 727.914 | -4,9% |
| ES | Onshore | 8.526 | 1,7% | 1.607.763 | -14,8% |
| | Offshore | 280.637 | 4,9% | 49.704.552 | -17,8% |
| MA | Onshore | 58 | 3695,6% | 2.915 | -15,2% |
| RJ | Offshore | 1.860.338 | -8,9% | 344.743.888 | 5,2% |
| RN | Onshore | 33.131 | -1,5% | 6.256.926 | -3,4% |
| | Offshore | 5.216 | 1,2% | 919.037 | -9,4% |
| SP | Offshore | 302.293 | -1,5% | 54.403.125 | -6,9% |
| SE | Onshore | 10.324 | -3,4% | 2.037.423 | -22,3% |
| | Offshore | 3.967 | 23,5% | 601.412 | -34,3% |
| Total | | 2.557.432 | -6,4% | 470.124.760 | 0,0% |

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

³ São eles: Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Corvina, Malhado, Namorado, Parati, Garoupa, Garoupinha e Viola.

⁴ São eles: Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu.

Um dos poucos destaques positivos em sua produção mensal, o estado do Espírito Santo deve permanecer em trajetória ascendente nos próximos anos. A instalação de um FPSO no Parque das Baleias, previsto para 2022, deve incrementar até 100 mil barris/dia ao estado.

Apesar da queda vertiginosa na produção do estado do Rio de Janeiro, a expectativa do mercado é de aumento consistente na produção e na arrecadação com *royalties*. Segundo estudo da ABESPetro, a estimativa é de que o estado receba entre R\$ 14 e 16 bilhões ainda em 2019, aumento de 20% na comparação com o ano passado. Em virtude dos leilões já realizados e os prospectivos, é provável que esse número tenha altas consistentes nos próximos anos, afinal a maioria das descobertas do pré-sal estão localizadas

em porções fluminenses das bacias de Campos e Santos.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em junho de 2019, o consumo dos principais derivados de petróleo (gasolina A, óleo combustível e diesel S10) recuou. Todos os derivados de petróleo tiveram retração na importação e exportação de seus índices. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

A ANP aprovou, em 6 de agosto, o acréscimo de até 5% de biodiesel, em volume, ao óleo diesel comercializado ao consumidor. O primeiro acréscimo ocorrerá em setembro de 2019, quando sairá dos atuais 10 para 11%.

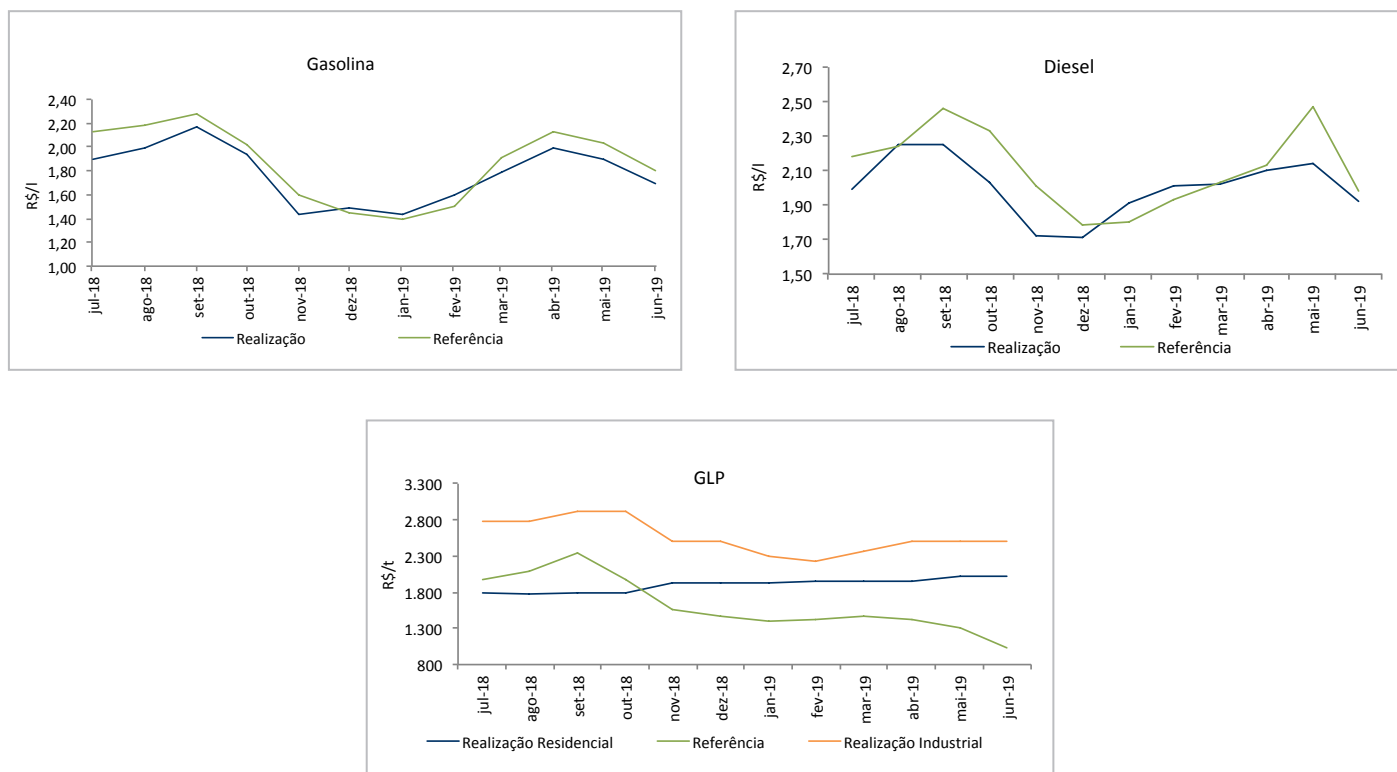
Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

| Combustível | Agregado | jun-19 | MoM | Acumulado* | Acumulado-19/Acumulado-18 |
|------------------|------------|---------|--------|-------------|---------------------------|
| Gasolina A | Produção | 415.247 | 5,5% | 73.572.372 | -3,0% |
| | Consumo | 452.349 | -2,7% | 84.868.886 | -6,3% |
| | Importação | 49.036 | -53,4% | 14.233.051 | 18,1% |
| | Exportação | 34.226 | -33,5% | 8.156.288 | 246,4% |
| Diesel S10 | Produção | 729.094 | 1,5% | 127.832.705 | 1,8% |
| | Consumo | 878.034 | 0,2% | 470.265.627 | 213,6% |
| | Importação | 183.905 | -17,4% | 33.343.475 | -15,0% |
| | Exportação | 754 | -10,5% | 116.116 | -98,0% |
| GLP | Produção | 121.670 | -3,1% | 22.024.737 | -5,2% |
| | Consumo | 225.766 | -1,9% | 40.073.278 | -2,3% |
| | Importação | 50.687 | -42,8% | 1.520.617 | -2,3% |
| | Exportação | 5 | -49,8% | 1.605 | -71,8% |
| QAV | Produção | 101.948 | -11,1% | 19.685.866 | -7,4% |
| | Consumo | 115.269 | 3,3% | 21.930.004 | 0,4% |
| | Importação | 146 | - | 3.233.368 | 78,7% |
| | Exportação | 26.944 | -18,0% | 6.841.888 | 3463,3% |
| Óleo Combustível | Produção | 163.832 | -12,8% | 33.765.574 | -2,9% |
| | Consumo | 31.061 | -2,7% | 6.200.590 | -7,1% |
| | Importação | 0 | - | 68 | -100,0% |
| | Exportação | 118.895 | -32,3% | 23.093.868 | 81,2% |

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, o processo de desinvestimentos da Petrobras segue firme na atual gestão da empresa. Ela anunciou, em julho de 2019, a venda de ações em uma de suas principais subsidiárias, a BR distribuidora. A BR, por sua vez, já iniciou a implementação de mudanças na gestão da empresa, iniciativas para redução de custos e substituição do seu conselho de administração.

O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, afirmou que há mais de vinte empresas interessadas nas refinarias colocadas à venda pela estatal. Na etapa divulgada, as oportunidades se concentram nas refinarias Abreu e Lima (Rnest), Landulpho Alves (RLAM), Presidente Getúlio Vargas (Repar) e Alberto Pasqualini (Repar). Na mesma

oportunidade, o presidente corroborou a inclusão de outras quatro unidades em setembro: Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Gabriel Passos, Isaac Sabbá e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor).

A decisão de venda das refinarias, segundo o presidente, é estratégica: enquanto o pré-sal gera retornos superiores a 10%, as refinarias estão na casa dos 5%. Dessa forma, a melhor gestão do portfólio da companhia é se concentrar nos ativos de exploração e produção do pré-sal. Entretanto, a estatal ainda estima investimentos de US\$ 1,4 bilhão para os próximos anos, a maioria deles associada a atualizações e readequações tecnológicas, dada a maturidade das unidades hoje existentes.

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Tabela 2.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

| | mai-19 | mai-19/abr-19 | mai-19/mai-18 | média-19 | média-19/média-18 |
|--|--------------|---------------|---------------|--------------|-------------------|
| Produção Nacional Bruta | 117,9 | 4,4% | 5,4% | 565,7 | 2,8% |
| Produção Indisponível | 64,4 | 3,9% | 10,0% | 299,9 | 8,7% |
| Reinjeção | 41,4 | 7,2% | 14,5% | 185,7 | 11,0% |
| Queima | 4,9 | -18,7% | 18,9% | 27,6 | 33,0% |
| Consumo interno em E&P | 13,9 | 3,0% | 1,5% | 67,5 | 0,0% |
| Absorção em UPGN's | 4,2 | 8,6% | -8,4% | 19,2 | -17,9% |
| Oferta de gás nacional | 53,5 | 5,1% | 0,4% | 265,8 | -3,8% |
| Oferta nacional/Prod. Bruta | 45% | 0,7% | -4,8% | | |
| Importação | 18,7 | -15,9% | -27,9% | 118,1 | -3,6% |
| Gasoduto | 13,0 | 4,4% | -46,3% | 80,7 | -37,8% |
| GNL | 5,7 | -41,6% | 217,1% | 37,4 | 70,4% |
| Oferta de gás nacional + Importação | 72,3 | -1,2% | -8,9% | 384,0 | -3,8% |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

No mês de maio/2019, a produção bruta de gás natural foi de 117,9 MMm³/dia. Esse volume foi 4,4% maior do que o mês anterior (abril/2019) e 5,4% superior ao mesmo mês do ano passado (maio/2018). Neste mês, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 78% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no

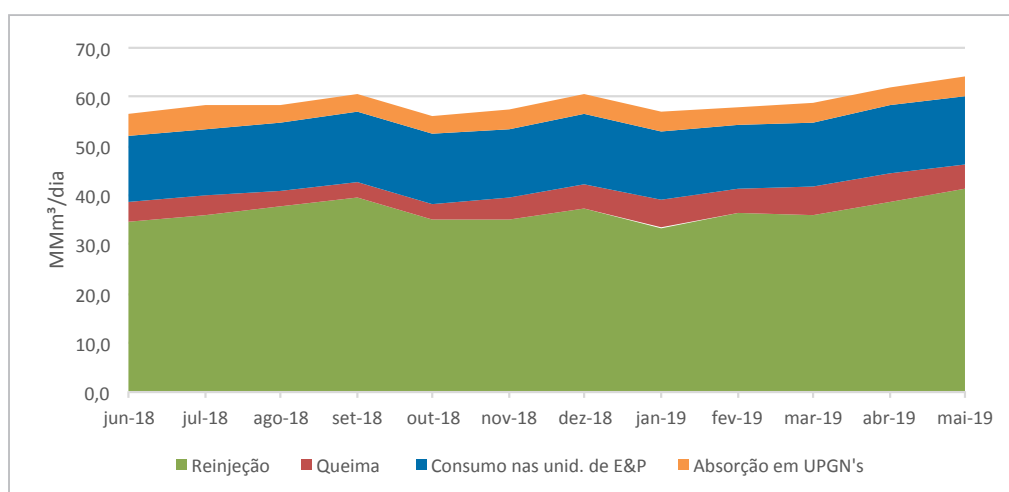
Brasil, que juntos representaram 81% da produção nacional neste mês de análise, apenas dois são de gás não associado – Mexilhão e Manati, sendo o quinto e nono maior produtor, respectivamente.

A produção indisponível em maio/2019 foi de 64,4 MMm³/dia, 3,9% superior a abril/2019 e 10,0% maior do que maio/2018. A reinjeção de gás natural, que

foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou acréscimo de 7,2% em relação a abril/2019. De acordo com o MME, somente no Estado do Rio de Janeiro, a reinjeção aumentou de 24 para 26,0 MMm³/dia. Observou-se uma queda da queima de gás natural de 18,7% na comparação com o mês ante-

rior (abril/2019) e aumento de 18,9% em relação ao mês de maio de 2018, impactando positivamente no aumento da oferta nacional. As maiores queimas ocorreram nos campos de Búzios, Lula e Roncador, com os maiores volumes vindo das plataformas Petrobras 77, Petrobras 76 e Petrobras 67 (P-67), respectivamente.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em maio/2019 foi de 53,5 MMm³/dia, 45% da produção nacional bruta, ficando 5,1% acima do mês de abril/2019 e 0,4% acima do mesmo mês em 2018 e, de acordo com o MME, esse aumento se deu devido ao aumento da produção de gás associado⁵ no Estado do Rio de Janeiro. Ainda de acordo com o Ministério, de janeiro a maio de 2019, 47% do volume total de gás natural produzido nacionalmente foi ofertado ao mercado.

O aumento da oferta nacional no mês de maio de 2019, assim como a elevação do preço médio do GNL importado pelo Brasil – que será visto adiante, impactou diretamente a internalização

do energético. A importação total em maio/2019, 18,7 MMm³/dia, foi 15,9% inferior a abril/2019. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 13,0 MMm³/dia, registrou acréscimo de 4,4% em relação ao mês anterior, porém em relação a maio/2018 houve decréscimo de 46,3%.

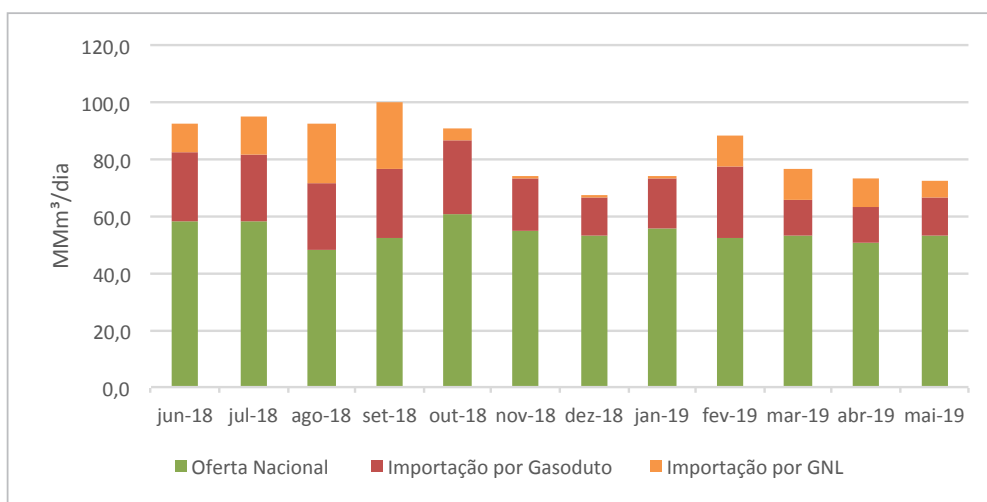
A importação de GNL registrou uma queda elevada em relação a abril/2019, diminuindo 41,6%, porém obteve um expressivo aumento (217,1%) se comparado ao mesmo período de 2018. É válido considerar que existe a possibilidade de armazenamento de parte da carga de GNL no navio regaseificador, o que significa que o volume importado não necessariamente corresponde ao volume ofertado.

⁵ De acordo com a ANP, "O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório".

A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importação, em maio de 2019, foi de 72,3 MMm³/dia, 1,2% inferior ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 69% do volume total ofertado ao mercado foi de origem nacio-

nal, e similarmente 68% do gás importado foi de origem boliviana. No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

Tabela 2.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

| | mai-19 | mai-19/abr-19 | mai-19/mai-18 | média-19 | média-19/média-18 |
|--------------------|--------|---------------|---------------|----------|-------------------|
| Industrial | 38,7 | 7,3% | -1,0% | 187,7 | -4,7% |
| Automotivo | 6,1 | -0,8% | 2,0% | 30,9 | 6,5% |
| Residencial | 1,2 | -2,5% | -8,5% | 5,3 | -2,7% |
| Comercial | 0,9 | 1,1% | 4,7% | 4,4 | 10,0% |
| GEE | 17,1 | -3,8% | -32,5% | 107,0 | -11,8% |
| Cogeração | 2,6 | -9,1% | -1,5% | 14,2 | 2,1% |
| Total | 66,5 | 2,5% | -11,5% | 349,6 | -5,7% |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A demanda total de gás natural, em maio/2019, foi de 66,5 MMm³/dia, apresentando um acréscimo de 2,5% em relação ao mês anterior (abril/2019). Esse aumento foi influenciado pela evolução da demanda do setor industrial (Tabela 2.2), que consumiu 38,7 MMm³/dia, com uma variação positiva de 7,3% em relação a abril/2019.

A geração de energia elétrica (GEE) demandou 17,1 MMm³/dia, em maio/2019, registrando um decrés-

cimo de 3,8% em relação a abril/2019, apesar da queda do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 89 para 71 R\$/MWh. Na comparação anual (maio/2019 contra maio/2018), o consumo caiu 32,5%. Segundo o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 36 complexos de usinas, das quais 15 são bicombustíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético), e entre as usinas, as com maior redução da geração foram a Termopernam-

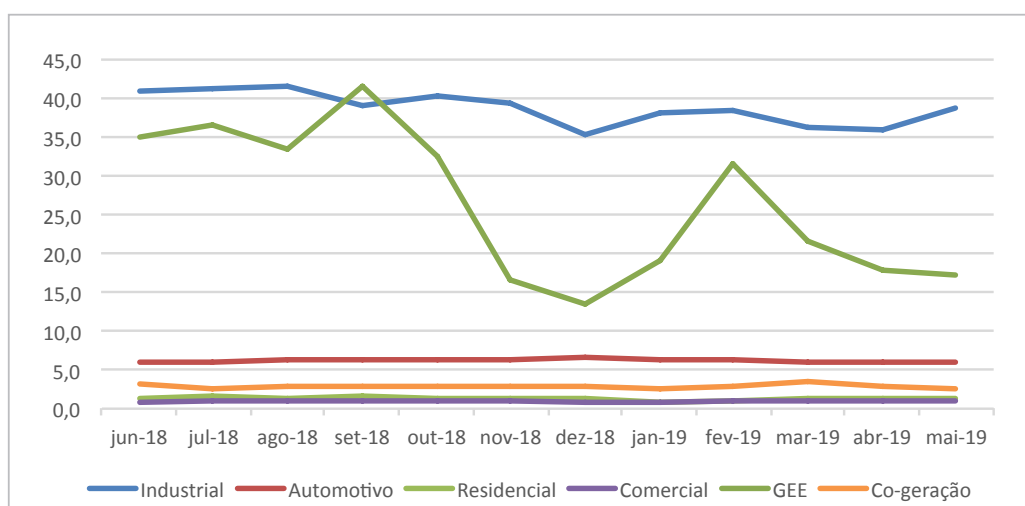
bucu (PE) e Termoceará (CE), enquanto as com maiores aumentos foram a do Norte Fluminense (RJ) e Mauá III (AM).

O setor automotivo registrou 0,8% de queda no consumo de gás natural em relação a abril/2019, chegando a 6,1 MMm³/dia. Já a demanda residencial teve um decréscimo de 2,5% em relação ao mês anterior (abril/2019) e de 8,5% na comparação

com o mesmo mês do ano passado (maio/2018). O consumo para cogeração diminuiu 9,1% em relação ao mês de abril deste ano, consumindo 2,6 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 93% do consumo de gás natural no país.

No Gráfico 2.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

Tabela 2.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

| | mai-19 | mai-19/abr-19 | mai-19/mai-18 |
|--|--------|---------------|---------------|
| Henry Hub | 2,63 | -0,8% | -7,1% |
| GNL no Japão | 9,90 | -3,6% | -4,2% |
| NBP¹ | 4,16 | -10,9% | -38,4% |
| GNL no Brasil² | 7,20 | 20,6% | -16,4% |
| Gasoduto Brasil-Bolívia³ | 8,55 | -0,6% | 21,6% |
| PPT⁴ | 4,16 | -0,8% | -5,4% |
| City Gate | 8,99 | -2,8% | 15,4% |
| Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil) | | | |
| GNV | 21,19 | -3,0% | 65,1% |
| Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵ | 17,52 | -2,8% | 5,9% |
| Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵ | 15,31 | -2,8% | 6,5% |
| Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵ | 14,95 | -2,8% | 7,5% |

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

¹ National Balancing Point (UK) ² Preço FOB ³ Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

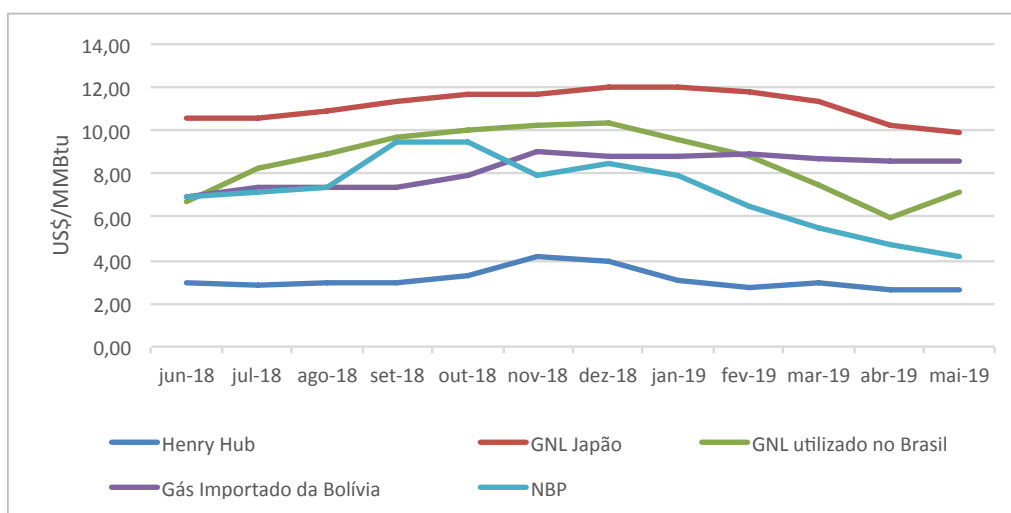
O preço do gás Henry Hub, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,63 US\$/MMBtu, em maio/2019, apresentando uma desvalorização de 0,8% em relação a abril/2019 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de maio, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o Henry Hub foi negociado a 2,26 US\$/MMBtu (28 de agosto de 2019).

Em relação ao gás nacional, o preço do GNL internalizado no Brasil foi de 7,20 US\$/MMBtu, mostrando uma elevação de 20,6% em relação a abril/2019. Já o gás boliviano obteve uma queda no preço comparado ao mês anterior (abril/2019), caindo 0,6% e sendo precificado a 8,55 US\$/MMBtu, porém 21,6% acima do mesmo mês do ano passado.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do Gás Natural Veicular (GNV) caiu 3,0% em relação ao mês anterior (abril/2019), fechando em 21,19 US\$/MMBtu, mas ficou 65,1% acima do valor de maio/2018. Houve uma queda de 2,8% no preço do gás que é fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo deste boletim, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, no qual o valor foi de 17,52 US\$/MMBtu, 15,31 US\$/MMBtu e 14,95 US\$/MMBtu, respectivamente.

No Gráfico 2.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado.

Gráfico 2.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



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

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- Sete empresas competirão pelo abastecimento de mais de 10 MMm³/d para o mercado de gás natural do Centro-Sul do Brasil, começando

em 2020, a partir do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). As empresas interessadas são a Petrobras, Shell, Total, YPFB⁶, Repsol e Golar Power, para abastecer as distribuidoras MSGás (MS), Gas Brasileiro (SP), SCGás (SC), Sulgás (RS) e

⁶ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Compagas (PR). A empresa Cocal Energia, avançou para a terceira fase da chamada pública para fornecer biometano para a Gas Brasileiro⁷.

- No final do mês de julho de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou um cronograma com as próximas ações para a regulamentação do Novo Mercado de Gás, prevendo que a ANP⁸ irá concluir os trabalhos entre 2020 e 2023. Segue o cronograma:

2020

- Resolução sobre critérios de autonomia e independência dos transportadores;
- Resolução sobre Interconexão entre gasodutos de transporte;
- Revisão da Resolução ANP nº 15/2014 (que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interrompível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização).

2021

- Diretrizes para a Elaboração Conjunta de Códigos Comuns de Acesso;
- Revisão da Resolução ANP nº 51/2013 (que regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União);
- Revisão da Resolução ANP nº 52/2011 (que regulamenta: a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro

da esfera de competência da União; o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural);

- Revisão da Resolução ANP nº 37/2013 (estabelece critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares);
- Mecanismos de Repasse de Receita entre os Transportadores de Gás Natural Interconectados.

2022

- Revisão da Resolução ANP nº 11/2016 (que regulamenta: a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural).

2023

- Solução de Conflitos Relativos ao Acesso aos Terminais de GNL (Conciliação e Arbitramento);
 - Caracterização do Sistema de Transporte de Gás Natural.
- Aconteceu entre os dias 14 e 15 de agosto no Rio de Janeiro o 19º Seminário de Gás Natural, realizado pelo IBP⁹, que contou com diversos especialistas e *shareholders* do mercado de gás natural e energia do Brasil e do mundo. Entre diversos temas discutidos, seguem alguns destaques:

⁷ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/brasil/6387465/petrobras-tera-seis-competidores-em-gas-na-regiao-centro-sul>
⁸ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
⁹ Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

■ O CEO da Petrobras, Roberto Castello Branco, acredita que ocorrerá uma significativa redução da tarifa de transporte de gás natural, contribuindo para a redução do preço final do gás¹⁰;

■ A diretora de Refino e Gás da Petrobras, Anelise Lara, disse que a companhia estuda participar do Leilão A-6, “seja por meio de termelétricas, seja por meio de fornecedor de gás”. O Leilão A-6 está marcado para o dia 17 de outubro. Além desta declaração, a diretora contou que a Petrobras pretende vender 15 das suas 26 termelétricas no Brasil¹¹;

■ O presidente da Shell Brasil, André Araujo, disse que com a abertura do mercado de gás natural brasileiro, a empresa vê espaço e estuda importar gás natural da Bolívia e até mesmo da Argentina. Vale constar que a empresa produz 12,5 MMm³/d de gás natural vindos do pré-sal¹²;

■ O presidente da TAG (Transportadora Associada de Gás), Gustavo Labanca, disse que a empresa pretende investir cerca de R\$ 1 bilhão em cinco anos, na sua malha de gasodutos. A empresa foi recentemente comprada pela Engie e pelo fundo canadense CDPQ (Caisse de Dépôt et Placement du Québec)¹³.

¹⁰ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6393027/ceo-da-petrobras-preve-queda-significativa-na-tarifa-de-gas-natural>

¹¹ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6391391/petrobras-disputara-leilao-de-energia-nova-com-gas-natural>

¹² Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6391397/importar-gn-e-opcao-estudada-pela-shell>

¹³ Para maiores informações: <https://www.valor.com.br/empresas/6391393/novos-donos-da-tag-vaio-investir-r-1-bi-em-cinco-anos>

Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Tabela 3.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

| Biocombustível | jun-19 | acum-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | acum-19/acum-18 |
|-------------------------|---------|----------|---------------|---------------|-----------------|
| Etanol Anidro | 1.531,0 | 3.512,0 | 22,7% | 5,4% | 0,6% |
| Etanol Hidratado | 3.119,7 | 8.619,7 | 11,7% | 0,4% | -3,2% |
| Total Etanol | 4.650,6 | 12.131,6 | 15,1% | 2,0% | -2,2% |
| Biodiesel | 461,0 | 2.698,1 | 2,8% | -1,3% | 11,3% |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Etanol

Em junho/19, terceiro mês da safra de cana-de-açúcar 2019/20 da região Centro-Sul, foram produzidos 4,6 bilhões de litros de etanol (anidro e hidratado), como mostra a Tabela 3.1. O volume representa um aumento de 11,7% em relação aos 4,0 bilhões de litros produzidos em maio, e de 2,0% em relação ao mesmo mês do ano passado (junho/18). No acumulado de janeiro a junho de 2019, a produção do biocombustível está 2,2% abaixo do mesmo período de 2018.

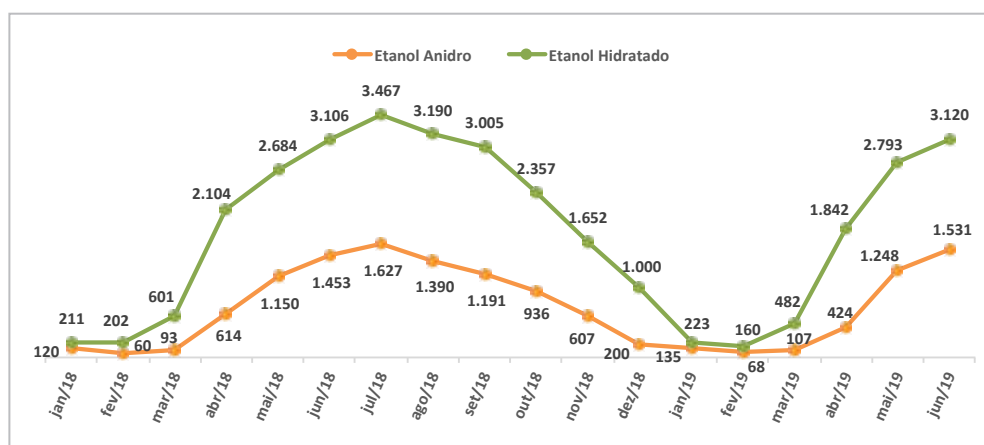
De acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), do início da atual safra até 1º de julho, a

moagem de cana somou 216,88 milhões de toneladas, o que representa uma queda de 3,02% sobre as 223,65 milhões de toneladas processadas em igual período do ano passado. Além de a produção de cana da região Centro-Sul ter sido afetada pelas condições climáticas, com a ocorrência de ondas de frio e geadas, o que pode impactar a oferta nos próximos meses, a concentração de Açúcares Totais Recuperáveis (ATR) por tonelada na safra 2019/20 está inferior em quase 5 kg quando comparada ao valor apurado para o mesmo período do ciclo passado (124,1 kg de ATR por tonelada em 2019/20, ante 129,0 kg de ATR por tonelada em 2018/2019).

Apesar de a produção total de etanol estar abaixo da safra anterior, o mix de produção no ciclo 2019/20 registra 65% de destinação da cana para o biocombustível, contra 64% em igual período do ciclo 2018/19. Segundo a Unica, os números retratam a tendência já observada anteriormente, com safra mais alcooleira

diante das atuais condições de mercado, ou seja, de aumento da demanda por etanol. A produtividade agrícola canieira, no entanto, vem apresentando quedas sucessivas, como resultado da crise vivida por diversas usinas, que reduzem os investimentos em renovação do canavial.

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



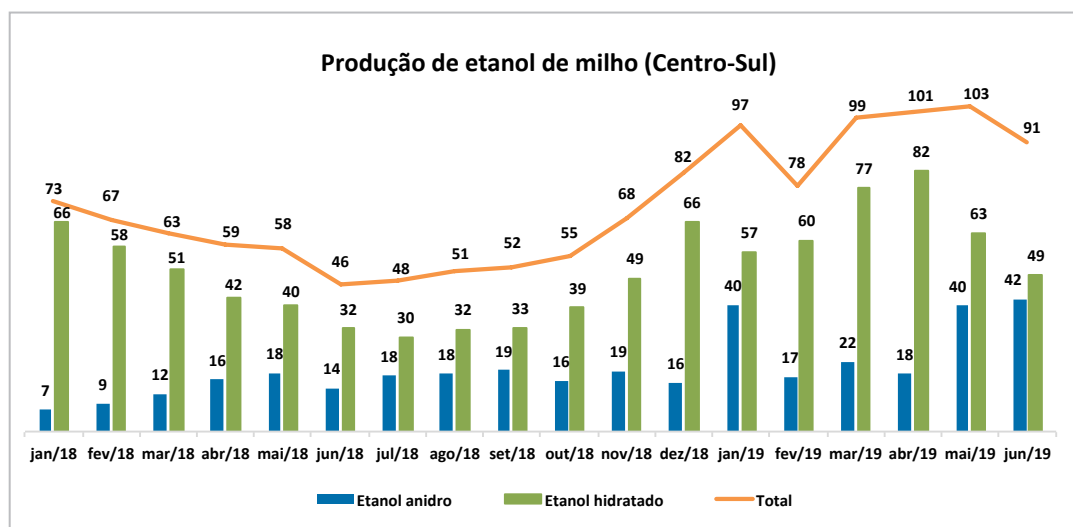
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Etanol de milho

Em junho/19, foram produzidos 91 milhões de litros de etanol a partir de milho, volume um pouco abaixo dos 103 milhões produzidos no mês anterior, mas praticamente o dobro dos 46 milhões de litros produzidos em junho de 2018, como mostra o Gráfico 3.2.

Para a Unica, se for mantido o ritmo observado até o momento, a produção final da safra 2019/20020 poderá superar 1,2 bilhão de litros. A Conab também estima um aumento de produção de etanol a partir do grão em relação ao ciclo passado, quando foram produzidos 791 milhões de litros, prevendo que na safra 2019/20 se alcance 1,4 bilhão de litros.

Gráfico 3.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Unica.

Biodiesel

Em junho/19, foram produzidos 461,0 milhões de litros de biodiesel, volume 2,8% superior ao do mês anterior, quando foram produzidos 448,4 milhões de litros (Tabela 3.1 e Gráfico 3.3). Na comparação com junho de 2018, a oferta caiu 1,3%, enquanto no acumulado de janeiro a junho, a produção do biocombustível, em 2019, está 11,3% acima de 2018.

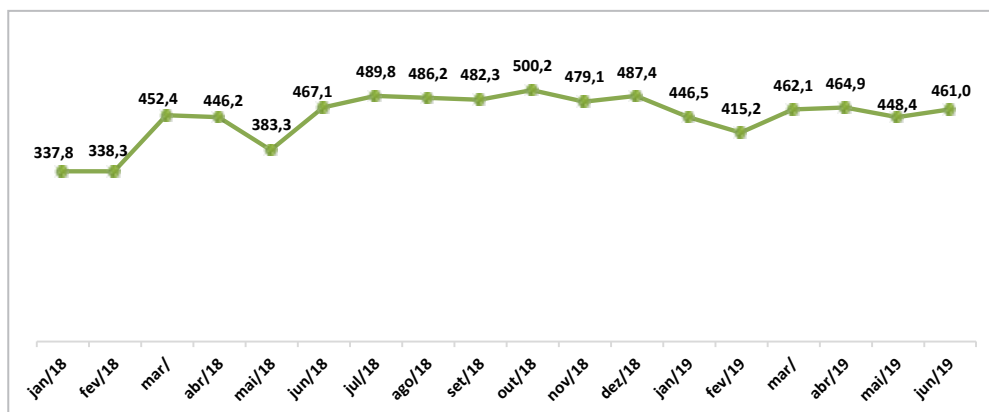
O 66° Leilão da ANP envolveu a negociação de 928,5 milhões de litros para os meses de maio e junho de 2019, volume 5,0% inferior ao negociado no leilão anterior. A produção dos dois meses somou 909,3 milhões de litros, o que corresponde a 97,9% do total negociado. Para os meses de julho e agosto, foram adquiridos 984,4 milhões de litros

de biodiesel no 67° Leilão, o que representa um aumento de 6,0% em relação ao 66° Leilão.

A partir de 1° de setembro de 2019, o percentual obrigatório de adição de biodiesel a ao óleo diesel comercializado no país passará dos atuais 10% para 11%, conforme aprovado pela ANP no dia 06 de agosto de 2019¹⁴, por meio do Despacho nº 621. Com esta aprovação, o novo percentual foi incorporado no 68° Leilão, no qual foram adquiridos 1,1 bilhão de litros de biodiesel para os meses de setembro e outubro. O despacho da ANP fixa o percentual de adição de até 15% (quinze por cento), em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, devendo o percentual mínimo obedecer ao cronograma previsto na Resolução CNPE nº 16, de 2018.

¹⁴ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5298-oleo-diesel-passa-a-conter-minimo-de-11-de-biodiesel-a-partir-de-1-de-setembro>

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) PREÇOS

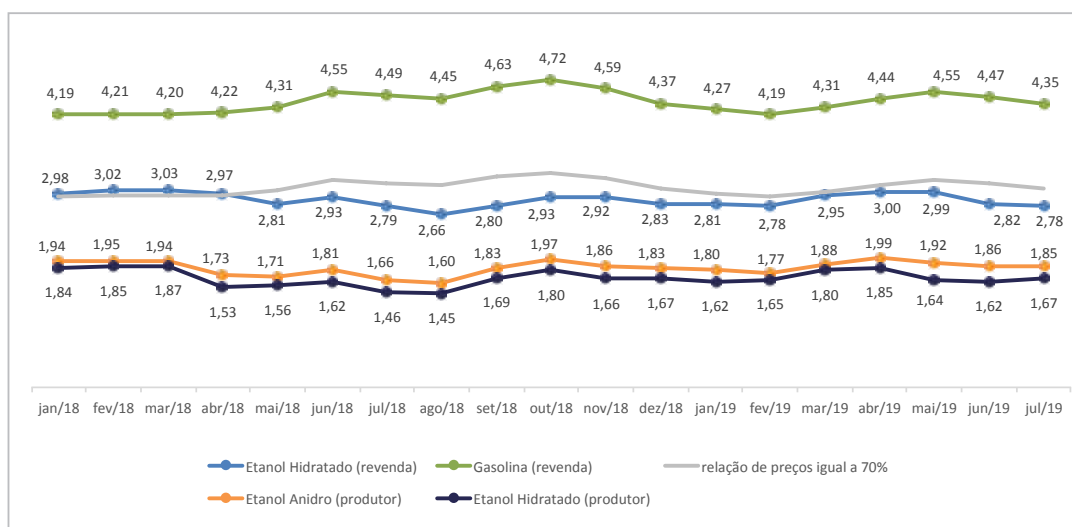
Etanol

Desde o início da safra 2019/20, os preços do etanol ao consumidor vêm registrando queda. Em julho, o preço médio ao consumidor foi de R\$ 2,78, o que representa uma queda de 1,5% ante o mês anterior (Gráfico 3.4). A gasolina, no entanto, também registrou queda de preço, passando de R\$ 4,47, em junho, para R\$ 4,35, em julho (queda de 2,6%). Com isso, a relação entre os preços entre os combustíveis aumen-

tou de 63,1% para 63,8%, entre junho e julho, o que ainda mantém a competitividade do biocombustível.

Nas usinas, o preço do anidro se manteve praticamente constante, sendo cotado a R\$ 1,85 em julho (frente ao preço de R\$ 1,86 em junho), enquanto o hidratado registrou alta de 3,0%, sendo cotado a R\$ 1,67 (em junho estava a R\$ 1,62), de acordo com o Indicador Cepea/Esalq. Segundo o Cepea/Esalq¹⁵, a demanda aquecida no mês de julho manteve os preços do etanol anidro e hidratado em trajetória crescente.

Gráfico 3.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq.

¹⁵ Disponível em: www.cepea.esalq.usp.br

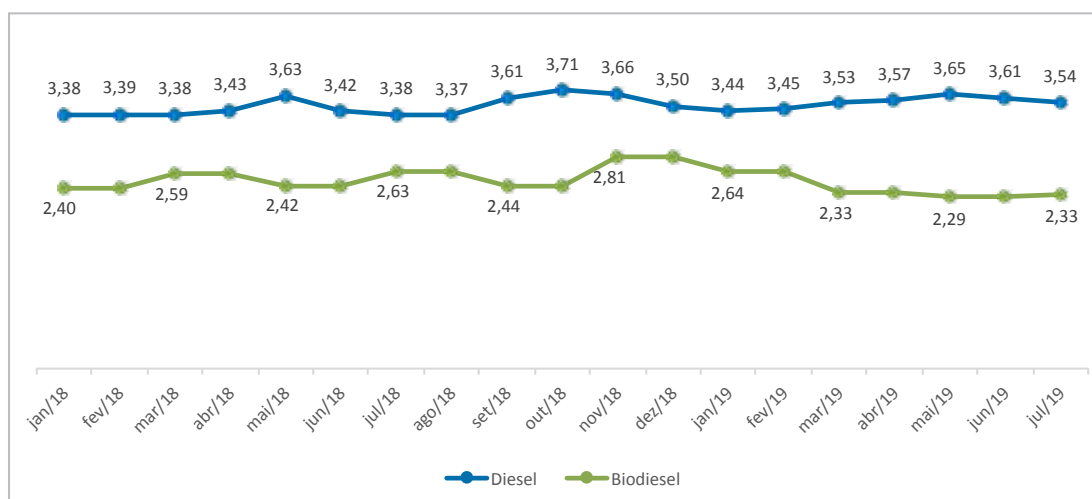
Biodiesel

No 66º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de maio e junho de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,29, sendo o valor mais baixo dos últimos 11 leilões. Já no 67º Leilão, o biocombustível foi adquirido ao mesmo preço médio dos meses de março e abril (R\$ 2,33). O volume adqui-

rido no primeiro leilão com os 11% de obrigatoriedade (L68), teve preço médio de R\$2,86 (aumento de 22,7% em relação ao L67).

No caso do óleo diesel, o preço ao consumidor registrou nova queda, passando de R\$ 3,61, em junho, para R\$ 3,54, em julho (queda de 1,8%).

Gráfico 3.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

C) CONSUMO

Tabela 3.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

| Biocombustível | jun-19 | acum-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | acum-19/acum-18 |
|-------------------------|---------|----------|---------------|---------------|-----------------|
| Etanol Anidro | 798,0 | 4.991,5 | -5,9% | -6,2% | -6,4% |
| Etanol Hidratado | 1.729,3 | 10.760,7 | -7,5% | 15,7% | 33,0% |
| Total Etanol | 2.527,3 | 15.752,2 | -7,0% | 7,8% | 17,4% |
| Biodiesel | 453,7 | 2.689,7 | 2,4% | -7,4% | 11,1% |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Etanol

Em junho/19, foram consumidos 2,5 bilhões de litros de etanol, sendo 798 milhões de litros de anidro e 1,7 bilhão de hidratado. A demanda total de etanol ficou 7,0% abaixo do mês anterior. As vendas de combustíveis do ciclo Otto (gasolina e etanol hidratado, em gasolina equivalente) somaram 4,2 bilhões de litros em junho, volume 6,4% inferior ao mês de

maio/19, quando foram consumidos 4,4 bilhões de litros. A participação do hidratado nas vendas de combustíveis também caiu, saindo de 29,4%, em maio, para 29,1%, em junho.

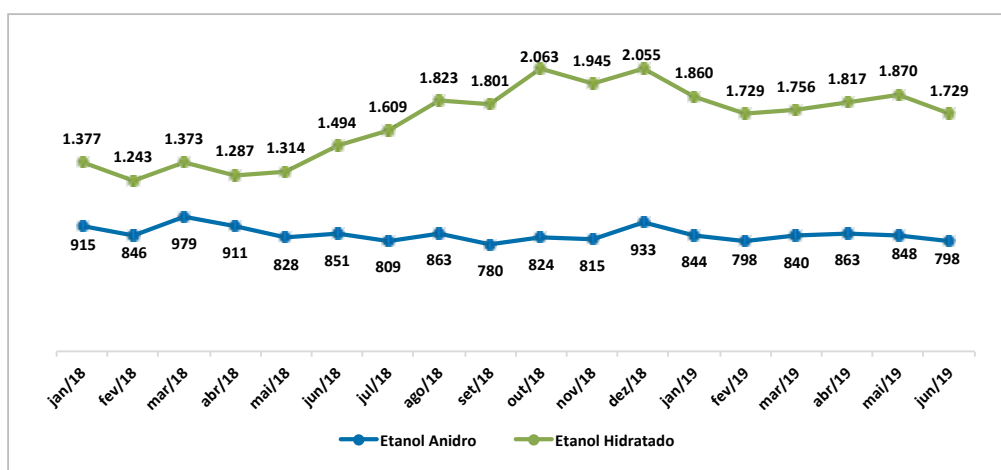
As vendas de etanol hidratado aumentaram 15,7% na comparação mensal entre 2018 e 2019. No acumulado do primeiro semestre do ano, a demanda pelo

biocombustível alcançou o volume de 10,7 bilhões de litros, volume 33,0% acima do mesmo período do ano passado. De acordo com o portal Novacana¹⁶, o estado de São Paulo foi responsável por mais da metade desse consumo. A participação do etanol no volume comercializado em São Paulo foi de 50,4% no semestre.

Na comparação mensal, a demanda por gasolina caiu 1,8%, saindo de 3,1 bilhões de litros, em

maio/19, para 3,0 bilhões em junho/19. Segundo a ANP¹⁷, apesar de a queda do volume comercializado do biocombustível no mês de junho ter sido maior do que a queda das vendas de gasolina C, a demanda pelo biocombustível continua inflada em relação a junho de 2018, estando isto relacionado à persistência da relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina C estar abaixo de 70%. Essa janela competitiva se mantém desde o final de abril de 2018.

Gráfico 3.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Biodiesel

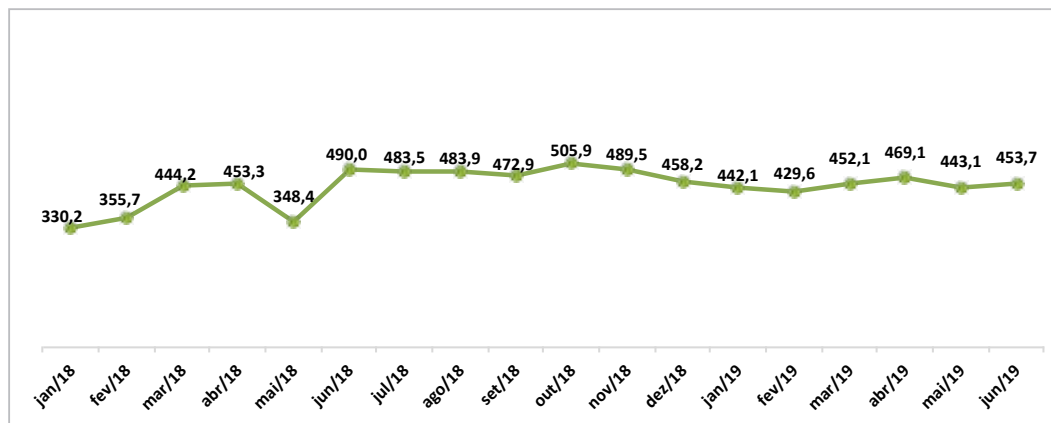
O consumo de biodiesel em junho/19, 453,7 milhões de litros, aumentou 2,4% em relação ao mês anterior (maio/19), quando foram consumidos 443,1 milhões de litros (Tabela 3.2 e Gráfico 3.7). Na comparação com o mesmo mês do ano passado (junho/18), a demanda registrou queda de 7,4%. No acumulado do primeiro semestre de 2019, foram consumidos 2,7 bilhões de litros do biocombustível, 268 milhões de litros a mais do que o mesmo período do ano passado.

Apesar do aumento do consumo mensal de biodiesel em junho, as vendas de óleo diesel (4,7 bilhões de litros) ficaram 3,0% abaixo do mês de maio/19. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (junho/18), as vendas do derivado fóssil caíram 7,2%. No acumulado do primeiro semestre, o consumo de diesel está 3,6% acima do mesmo período de 2018.

¹⁶ Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/consumo-etanol-hidratado-ultrapassa-10-bilhoes-litros- semestre-2019-010819>

¹⁷ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/4397-sintese-de-comercializacao-de-combustiveis>

Gráfico 3.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Tabela 3.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

| Etanol | jun-19 | acum-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | acum-19/acum-18 |
|-------------------|--------|---------|---------------|---------------|-----------------|
| Importação | 86,0 | 895,4 | -52,9% | 25,0% | -26,5% |
| Exportação | 170,5 | 655,6 | 27,6% | 28,7% | 19,4% |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

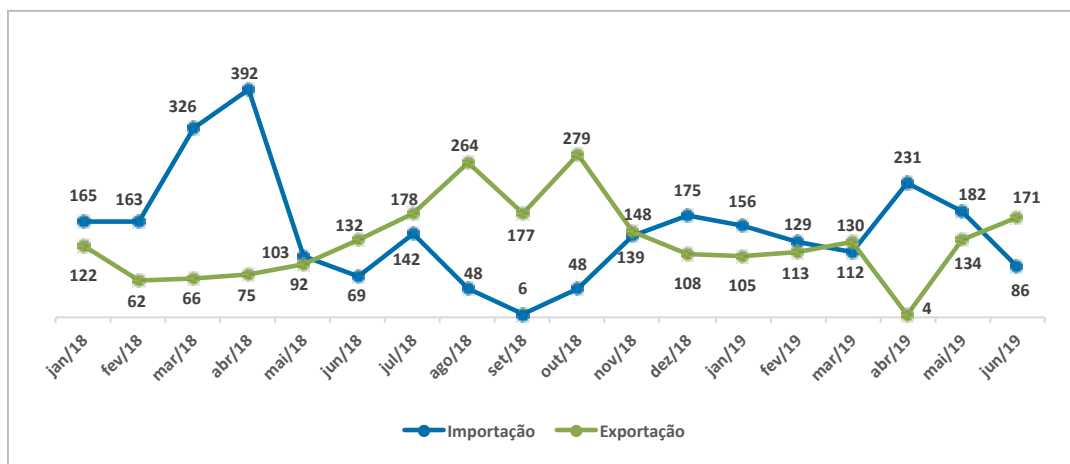
O Brasil importou 86,0 milhões de litros de etanol em junho/19, volume 52,9% inferior aos 182,5 milhões importados no mês anterior (maio/19). Na comparação anual, a internalização do biocombustível foi 25,0% maior do que a do mesmo mês do ano passado (junho/18). No acumulado do primeiro semestre, o Brasil importou 895,4 milhões de litros, 26,5% a menos do que no mesmo período do ano passado, quando foram internalizados 1,2 bilhão de litros.

Ao passo que aumenta da produção nacional de cana-de-açúcar, a tendência é a diminuição das importações e o aumento das exportações. Em junho/19, foram exportados 170,5 milhões de litros, volume 27,6% acima do mês passado e 28,7% superior ao mês de junho de 2018. No acumulado dos

primeiros seis meses do ano, as exportações estão 19,4% maiores em relação ao mesmo período de 2018. De acordo com a Conab, o crescimento das exportações de etanol em junho também foi favorecido pela desvalorização do real em relação ao dólar, tanto na comparação com o mês anterior quanto em relação a junho de 2018.

No mês de junho/19, as exportações superaram as importações de etanol em 84,5 milhões de litros, mas no acumulado de janeiro a junho, foram importados 239,8 milhões de litros a mais do que o enviado ao exterior. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou superávit de US\$ 52,3 MM (US\$ FOB), no mês de junho/19, mas no acumulado do primeiro semestre, a balança está negativa em US\$ 19,5 MM (US\$ FOB).

Gráfico 3.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

| | jun-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | jun-18 |
|--------------|-----------|---------------|---------------|-------------|-----------|-----------|
| SE/CO | 37.253,63 | -4,69% | 0,40% | | 39.086,42 | 37.103,40 |
| S | 10.758,52 | -3,93% | -2,05% | | 11.198,40 | 10.984,01 |
| NE | 10.265,12 | -7,46% | 0,51% | | 11.092,06 | 10.212,88 |
| N | 5.517,74 | -1,61% | 4,12% | | 5.608,13 | 5.299,32 |
| SIN | 63.795,02 | -4,76% | 0,31% | | 66.985,01 | 63.599,62 |

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

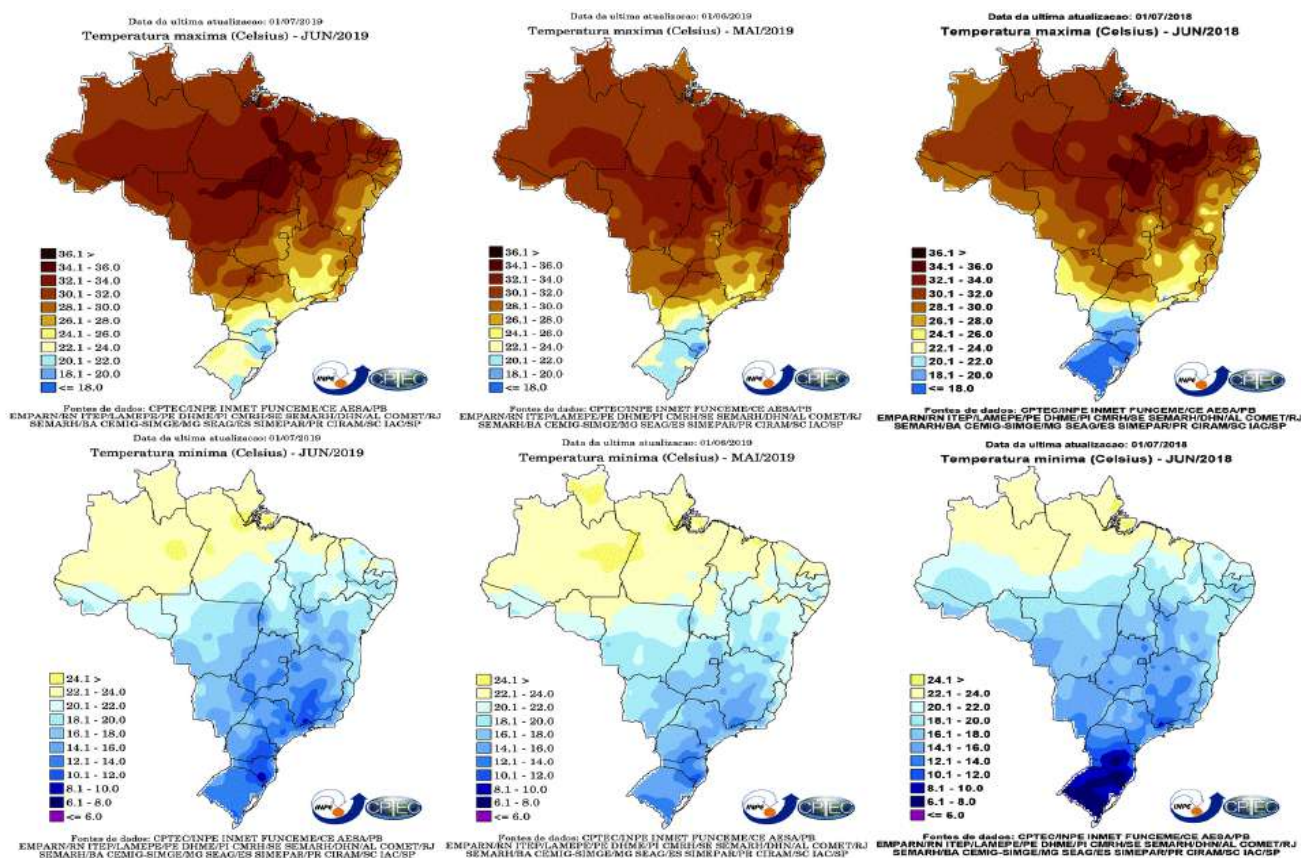
Em junho de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 4,76%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, houve uma redução da carga em absolutamente todos os subsistemas, sendo que a maior redução ocorreu no NE, 7,46%.

Esta redução do consumo provavelmente está associada às temperaturas que diminuíram devido ao inverno, como apresentado na Figura 4.1, estabelecendo temperaturas mais amenas por todo o terri-

tório nacional, embora algumas partes das regiões Norte e Centro-Oeste ainda tenham apresentado temperaturas máximas bastante elevadas.

Na comparação anual, no entanto, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de apenas 0,31%. Todos os subsistemas aumentaram seu consumo de energia entre os meses de maio de 2018 e 2019 com exceção do S, que teve uma diminuição de 2,05%. O maior aumento anual foi observado no N, 4,12%.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jun/19, mai/19 e jun/18



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de maio e junho de 2019, a geração total de energia elétrica diminuiu 4,13%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, teve uma diminuição total de quase 10%, possivelmente devido ao período de secas. Observou-se diminuição da geração também nas usinas térmicas em 3,25%.

Contudo, o grande destaque esteve na geração nuclear, já que ocorreu um aumento de 90,91% em relação à maio do mesmo ano. Esse aumento extremamente relevante foi devido ao retorno completo de operação da usina Angra 2, uma vez que uma

operação de troca de combustível fez com que ela voltasse a operar somente no final do mês de maio. A geração eólica também teve um aumento muito significativo de 37,78%, enquanto que a geração solar teve um aumento de 4,31%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 10,82% na geração total do SIN. A geração solar teve um crescimento de grande expressão, com um aumento de 55,04% em relação ao mês de junho do ano passado. Apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 34,07% e 1,36%, mostrando que a diferença da Nuclear em relação a junho do ano passado não foi muito significativa.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

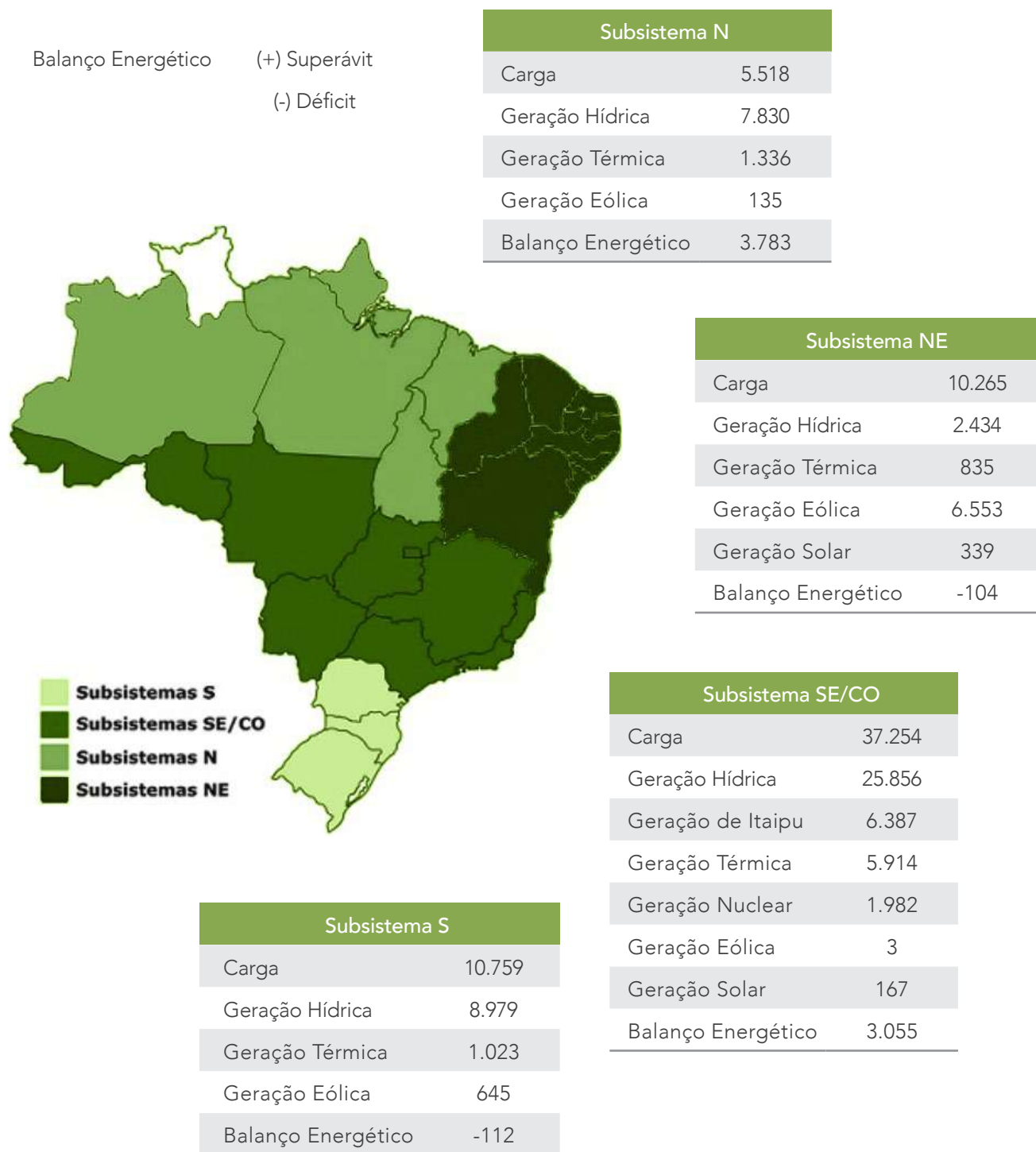
| | | jun-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | jun-18 |
|--------|------------|-----------|---------------|---------------|-------------|-----------|-----------|
| SE/CO | Hidráulica | 25.855,79 | -10,15% | 31,91% | | 28.776,00 | 19.600,99 |
| | Nuclear | 1.981,71 | 90,91% | -1,36% | | 1.038,01 | 2.008,94 |
| | Térmica | 5.914,07 | 1,22% | -27,60% | | 5.842,92 | 8.168,17 |
| | Eólica | 3,12 | -10,73% | -83,83% | | 3,50 | 19,29 |
| | Solar | 166,83 | 11,62% | 47,80% | | 149,47 | 112,88 |
| | Total | 33.921,52 | -5,27% | 13,41% | | 35.809,90 | 29.910,26 |
| S | Hidráulica | 8.979,04 | 10,37% | 70,84% | | 8.135,49 | 5.255,94 |
| | Térmica | 1.022,88 | -5,80% | -25,48% | | 1.085,80 | 1.372,71 |
| | Eólica | 644,50 | 12,33% | 0,23% | | 573,78 | 643,02 |
| | Solar | 0,31 | 28,57% | 10,97% | | 0,24 | 0,28 |
| | Total | 10.646,73 | 8,69% | 46,41% | | 9.795,31 | 7.271,95 |
| NE | Hidráulica | 2.434,03 | -4,64% | 29,81% | | 2.552,44 | 1.875,12 |
| | Térmica | 834,90 | -46,92% | -60,58% | | 1.572,79 | 2.118,17 |
| | Eólica | 6.552,82 | 41,51% | 24,37% | | 4.630,58 | 5.268,71 |
| | Solar | 338,98 | 1,01% | 58,21% | | 335,58 | 214,25 |
| | Total | 10.160,73 | 11,76% | 7,22% | | 9.091,38 | 9.476,25 |
| N | Hidráulica | 7.830,04 | -30,16% | 12,10% | | 11.210,81 | 6.984,94 |
| | Térmica | 1.335,88 | 46,46% | -38,03% | | 912,08 | 2.155,57 |
| | Eólica | 135,20 | 16,12% | 27,92% | | 116,43 | 105,69 |
| | Solar | 1,48 | - | - | | 1,34 | 0,00 |
| | Total | 9.302,60 | -24,00% | 0,61% | | 12.240,66 | 9.246,21 |
| Itaipu | 6.387,05 | -1,96% | -16,37% | | 6.514,59 | 7.637,51 | |
| Total | Hidráulica | 51.485,95 | -9,97% | 24,50% | | 57.189,33 | 41.354,49 |
| | Nuclear | 1.981,71 | 90,91% | -1,36% | | 1.038,01 | 2.008,94 |
| | Térmica | 9.107,73 | -3,25% | -34,07% | | 9.413,60 | 13.814,62 |
| | Eólica | 7.335,64 | 37,78% | 21,52% | | 5.324,28 | 6.036,71 |
| | Solar | 507,60 | 4,31% | 55,04% | | 486,62 | 327,41 |
| SIN | 70.418,63 | -4,13% | 10,82% | | 73.451,84 | 63.542,17 | |

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN







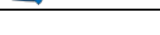
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de junho de 2019, apenas nos subsistemas NE e S a geração foi menor do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 37.254 MWmed, enquanto que sua geração foi cerca de 40.309 MWmed, resultando num balanço energético de 3.055 MWmed, menor do que o mês anterior. O balanço energético positivo dos submercados N e SE/CO foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE e S, porém a necessidade de importação destes

subsistemas não foi muito significativa, apenas um pouco mais 100 MWmed.

Ainda, com exceção da transmissão S – SE/CO, os valores de intercâmbio apresentaram grandes variações em relação ao mês anterior. Tal variação se torna principalmente expressiva quando se observa os intercâmbios Internacional – S e SE/CO – NE. Os valores negativos indicam que o subsistema SE/CO recebeu energia do NE e o S exportou energia para outros países, ao contrário do que ocorreu no mês anterior e em junho do ano passado.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)





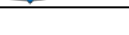
| | jun-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | jun-18 |
|--------------------------|----------|---------------|---------------|--|-----------|-----------|
| S - SE/CO | -374,56 | 72,36% | 89,75% |  | -1.355,34 | -3.654,62 |
| Internacional - S | -263,38 | -651,58% | -558,53% |  | 47,75 | 57,44 |
| N - NE | 599,86 | -67,12% | -34,24% |  | 1.824,43 | 912,18 |
| N - SE/CO | 3.187,85 | -33,70% | 5,05% |  | 4.808,10 | 3.034,71 |
| SE/CO - NE | -495,46 | -381,11% | -182,23% |  | 176,25 | -175,55 |

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

| | jun-19 | | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | | jun-18 | |
|--------------|-----------|---------|---------------|---------------|---|-----------|---------|-----------|--------|
| | Mwmed | MLT | | | | Mwmed | MLT | Mwmed | MLT |
| SE/CO | 30.824,00 | 95,23% | -19,03% | 26,04% |  | 38.067,00 | 96,71% | 24.455,00 | 76,19% |
| S | 16.914,00 | 155,82% | 17,61% | 229,96% |  | 14.381,00 | 161,13% | 5.126,00 | 49,38% |
| NE | 2.622,00 | 55,89% | -33,25% | 44,94% |  | 3.928,00 | 55,30% | 1.809,00 | 38,27% |
| N | 8.976,00 | 86,14% | -50,10% | 16,81% |  | 17.987,00 | 90,57% | 7.684,00 | 73,39% |
| SIN | 59.336,00 | - | -20,21% | 51,86% |  | 74.363,00 | - | 39.074,00 | - |

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses maio e junho de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 20,21%. Continuou em ritmo de queda, provavelmente devido ao período seco que ocorre durante os meses de inverno. A ENA aumentou em apenas um subsistema, S, em que a variação foi de mais de 17,61%. No subsistema

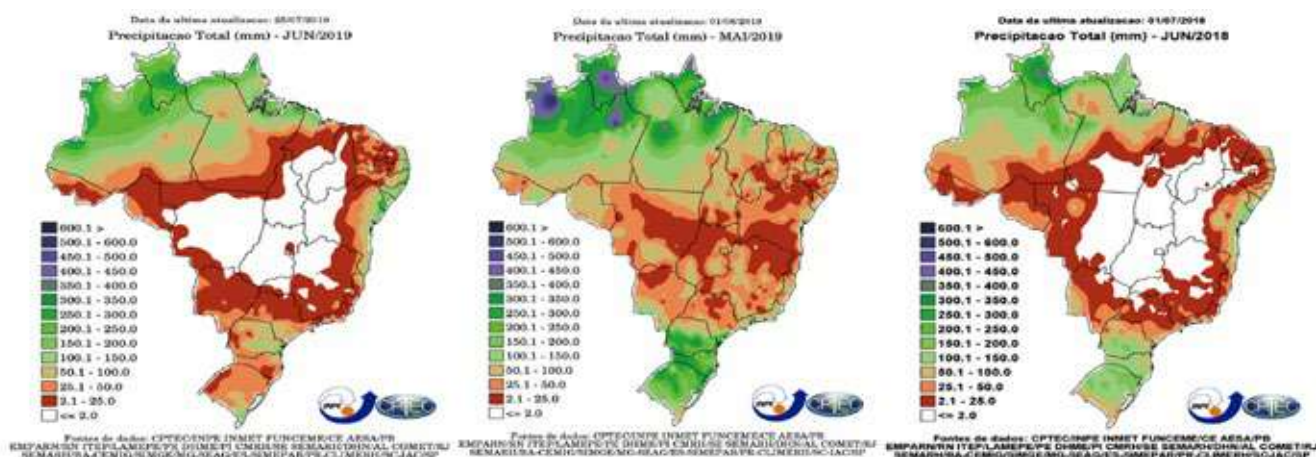
N, a ENA diminuiu aproximadamente pela metade em relação a maio de 2019.

Essas diferenças podem ser observadas a partir dos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados. Pela imagem pode-se observar que a região costeira teve um maior índice de chuvas em

2019 em relação ao ano passado, contudo a região Centro-Oeste apresentou índices mais baixos este ano na comparação anual. O segundo maior decréscimo ocorreu no NE (com um decréscimo de 33,25%), indicando uma complicação na região já que a mesma já naturalmente apresenta baixo armazenamento hídrico. Tal conjuntura se refletiu na mudança para a bandeira tarifária vermelha patamar 1 em agosto deste ano.

Contudo, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão maiores que suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT¹⁸). Também pela comparação anual foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada em relação ao mesmo período do ano passado foi de 51,86%. Interessante observar que todos os subsistemas novamente tiveram uma variação positiva.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jun/19, mai/19 e jun/18.

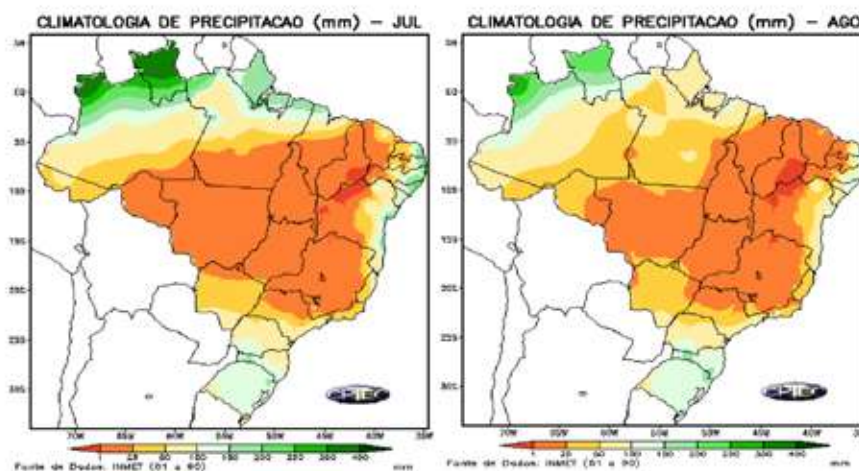


Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de julho e agosto de 2019, onde é possível observar uma pequena melhora na precipitação ao longo da região Norte no mês de agosto. Segundo a Figura 4.4, apenas as regiões

Sul e uma pequena parte do extremo Norte do país devem manter suas precipitações médias em torno ou um pouco acima de 100 mm, enquanto o centro do território nacional continua apresentando em torno de 25 mm.

¹⁸ 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 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para julho e agosto de 2019



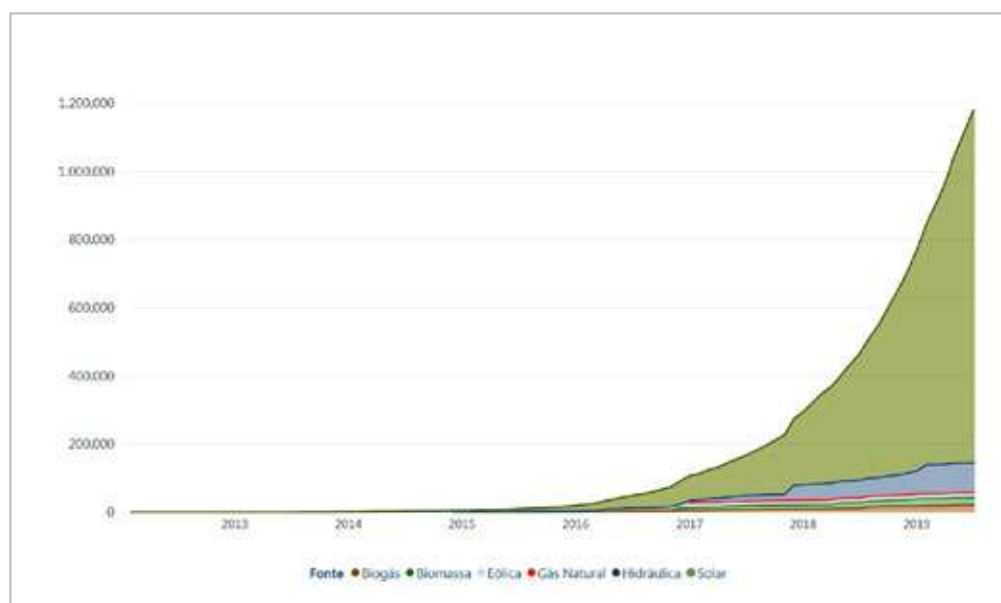
Fonte: CPTEC/INPE.

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, nos meses de maio e junho, novamente o crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. Em julho, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 1.180 MW, considerando todas as fontes e moda-

lidades, conforme mostra o Gráfico 4.1. Desse montante, em torno de 87,7% é representado pela fonte solar fotovoltaica. Já as outras fontes não apresentam uma participação tão significativa, estando a segunda posição ocupada pela fonte hidráulica na forma de CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas), representando atualmente aproximadamente apenas 7,5% da MMGD total.

Gráfico 4.1: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No final de junho foi finalizada a primeira fase da Audiência Pública nº 001/2019 promovida pela ANEEL para discutir a revisão das regras aplicáveis à MMGD pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório da Resolução Normativa 482/2012. Atualmente, o modelo vigente faz a compensação da energia gerada pelas parcelas componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). Nas próximas fases, os dois projetos de transição componentes da nova proposta serão avaliados.






A Compensação Local prevê que aqueles que instalarem o sistema de MMGD até o final de 2019 se manteriam no modelo atual de crédito de energia por 25 anos a partir da data de conexão, enquanto conexões entre 2020 e o marco de 3,365 GW de MMGD no território nacional estariam aptas a creditar todas as componentes da tarifa de fornecimento por 10 anos. Instalações após essa marca de 3,365GW passariam automaticamente a ter incidência da TUSD do Fio B, enquanto para os restantes tal incidência ocorreria após o período de 25 anos para quem está sob o modelo atual e também logo após a potência instalada de MMGD no país atingir 3,365GW para quem se conectar a partir de 2020.

Já a Compensação Remota também estabelece que quem instalar seu sistema até 2019 ou a partir de 2020 até o marco de 1,25 GW continuaria no modelo atual de crédito de energia por 25 anos e por 10 anos, respectivamente, porém no último caso estes poderiam compensar todas as taxas com exceção dos encargos, TUSD do Fio B e Fio A logo após o período de 10 anos. Aqueles que se conectassem entre a marca de 1,25 GW e a marca de 2,13 GW de MMGD instalada no país, teriam os primeiros 10 anos faturados apenas pela TUSD Fio B e, logo após esse período, seriam faturados pelos encargos, TUSD Fio B e Fio A. Em último caso, conexões após um total de 2,13 GW instalados no país seriam faturadas automaticamente pela TUSD Fio B, Fio A e encargos.

A motivação para as mudanças no modelo atual surge da insustentabilidade do sistema de compensação vigente, que no futuro se tornaria inviável pelo sobrecarregamento dos consumidores que não possuem unidade de geração próxima. A publicação da revisão das regras está prevista para ocorrer até o final de 2019, contudo antes da sua versão final e entrada em vigência, a mesma ainda precisará passar pela avaliação da comunidade.

F) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

| | jun-19 | | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | | jun-18 | |
|--------------|---------|----------------|---------------|---------------|---|---------|----------------|---------|----------------|
| | EAR | % Reservatório | | | | EAR | % Reservatório | EAR | % Reservatório |
| SE/CO | 96.261 | 47,35% | 0,53% | 19,09% |  | 95.753 | 47,10% | 80.832 | 39,77% |
| S | 18.231 | 88,58% | 21,63% | 77,76% |  | 14.989 | 72,83% | 10.256 | 51,03% |
| NE | 28.812 | 55,59% | -3,93% | 47,72% |  | 29.990 | 57,86% | 19.504 | 37,63% |
| N | 11.093 | 73,73% | 0,17% | 4,74% |  | 11.074 | 73,60% | 10.591 | 70,39% |
| SIN | 154.397 | 53,10% | 1,71% | 27,41% |  | 151.806 | 52,21% | 121.183 | 41,76% |

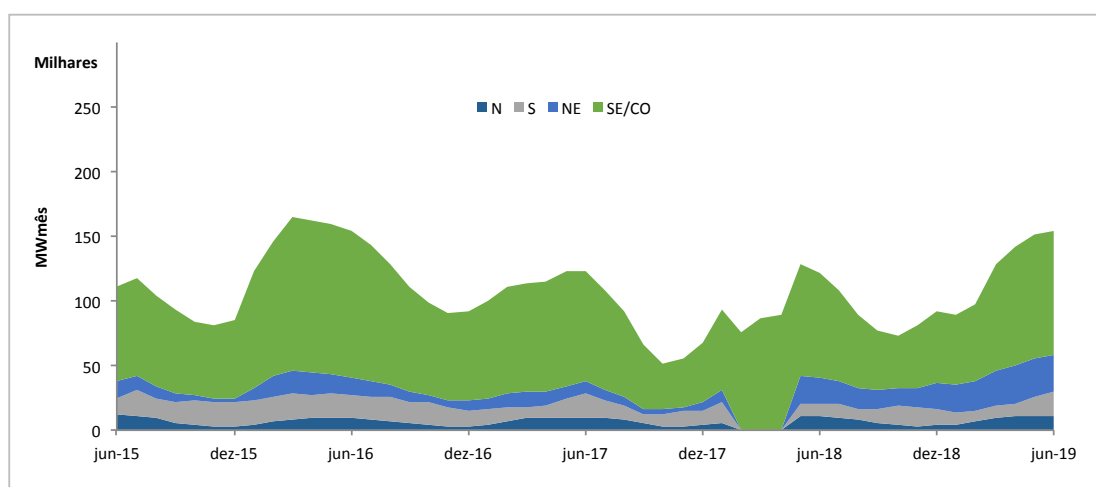
* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de maio e junho de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 1,71%, atingindo 53,10% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva devido à uma pequena melhora na precipitação do país.

O S foi o subsistema com a maior variação observada, 21,63%. Em seguida aparecem os SE/CO com 0,53%, o N com 0,17% e por fim o NE com redução de -3,93%. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 19,09%, 77,76%, 47,72% e 4,74% no SE/CO, S, NE e N, respectivamente. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 27,41% em um ano.

Gráfico 4.2: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhmês)







Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em junho de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) de todos os CMOs foram iguais à R\$ 71,26, resultado de variações hidrológicas. Os CMOs dos submer-

cados SE/CO e S tiveram uma redução de 42,96%, comparados ao mês anterior. Os CMOs dos submercados NE e N tiveram um aumento de 342,93%, comparados ao mês anterior.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

| | jun-19 | jun-19/mai-19 | jun-19/jun-18 | Tendências* | mai-19 | jun-18 |
|-------|--------|---------------|---------------|--|--------|--------|
| SE/CO | 71,26 | -42,96% | -84,80% |  | 124,92 | 468,89 |
| S | 71,26 | -42,96% | -84,80% |  | 124,92 | 468,89 |
| NE | 71,26 | 342,93% | -82,84% |  | 16,09 | 415,23 |
| N | 71,26 | 342,93% | -82,84% |  | 16,09 | 415,23 |

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS.

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajuste tarifário de 8 concessionárias. A Tabela 4.9 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, as concessionárias EDP-ES e EDP-SP tiveram um reajuste médio para a baixa tensão de -5,56% e -3,14%, respectivamente, enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -3,22% e -0,25%, respectivamente, resultando num efeito médio para o consumidor final de -4,84% e -2,10%, respectivamente.

A Celpa também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 0,69%. O reajuste médio para a baixa tensão foi de -2,12% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -3,81%.

A CPFL Piratininga também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -7,47%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios negativos, -10,14% e -2,70%, respectivamente. Entre os itens que colaboram para o índice negativo estão a redução de 0,97 dos custos de aquisição de energia e o pagamento do empréstimo da Conta ACR da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que está contribuindo para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente - 5,89%.

As distribuidoras que atendem o interior do Rio Grande do Sul, ou seja, a Demei, a Eletrocar e a Mux

Energia também tiveram suas tarifas reajustadas. O efeito médio para o consumidor foi de -9,18%, -5,33% e -5,46, respectivamente. A baixa tensão teve reajuste médio negativo nos três casos, sendo respectivamente -9,19%, 6,01% e -6,24%. A alta tensão também teve reajuste médio negativo nos três casos, sendo respectivamente -9,12%, 3,69% e -4,34%.

A Panambi também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 7,25%. Tanto o reajuste médio para a baixa tensão, quanto para a alta tensão foram positivos, 5,51% e 10,47%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste tarifário de 11 cooperativas, localizadas nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul: Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Arapoti Ltda (Ceral Dis), Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda (Ceriluz), Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia das Missões (Cermissões), Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia (Certel), Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste (Cooperluz), Coprel Cooperativa de Energia (Coprel), Cooperativa de Distribuição de Energia (Creluz-D), Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai (Creal), Cooperativa de Distribuição de Energia Fontoura Xavier (Cerfox), Cooperativa de Distribuição de Energia Entre Rios Ltda (Certhil) e Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Castro (Castro Dis). O efeito médio para o consumidor desses reajustes é de 10,00%, 16,06%, 21,45%, 10,00%, 17,54%, 13,41%, 13,74%, 15,65%, 11,74%, 10,00% e 10,00%, respectivamente.

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

| Sigla | Concessionária | Estado | Baixa tensão (em média) | Alta tensão (em média) | Efeito médio para o consumidor | Data | Número de unidades consumidoras |
|------------------|--|--------|-------------------------|------------------------|--------------------------------|--------|---------------------------------|
| Celpe | Centrais Elétricas do Pará | PA | 2,12% | -3,81% | 0,69% | 06/ago | 2,6 milhões |
| EDP-ES | Espírito Santo Centrais Elétricas S.A | ES | -5,56% | -3,22% | -4,84% | 06/ago | 1,57 milhão |
| EDP-SP | EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. | SP | -3,14% | -0,25% | -2,10% | 23/jul | 1,9 milhão |
| CPFL Piratininga | Companhia Piratininga de Força e Luz | SP | -10,14% | -2,70% | -7,47% | 22/jul | 1,7 milhões |
| Demei | Departamento Municipal de Energia de Ijuí | RS | -9,19% | -9,12% | -9,18% | 16/jul | 33,2 mil |
| Eletrocar | Centrais Elétricas de Carazinho S.A | RS | -6,01% | -3,69% | -5,33% | 16/jul | 37,7 mil |
| Mux Energia | Muxfeldt Marin & Cia Ltda | RS | -6,24% | -4,34% | -5,46% | 16/jul | 11,7 mil |
| Panambi | Hidropan Distribuição de Energia S/A | RS | 5,51% | 10,47% | 7,25% | 16/jul | 18,6 mil |

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

| Fonte | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Sem previsão | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| UTE | 632 | 1.779 | 2.115 | 830 | 140 | 2.036 | 289 | 7.822 |
| UHE | 2.335 | 647 | 13 | - | 99 | - | 779 | 3.873 |
| CGH | 5 | 3 | 3 | - | - | 3 | - | 14 |
| PCH | 12 | 332 | 471 | 361 | 110 | 4 | 524 | 1.814 |
| UTN | - | - | - | - | - | - | 1.405 | 1.405 |
| UFV | 217 | 185 | 898 | 1.622 | - | - | - | 2.922 |
| EOL | 74 | 1.263 | 236 | 1.025 | 1.236 | 1.413 | 105 | 5.354 |
| Total | 3.275 | 4.209 | 3.736 | 3.839 | 1.585 | 3.456 | 3.102 | 23.203 |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.8, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.203 MW. Desse total, as termelétricas (UTE) irão contribuir com o maior percentual, 33,71%. Em seguida aparecem as eólicas (EOL) com 23,07%, as hidrelétricas (UHE) com 16,69%, as usinas solares (UFV) com 12,59%, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 7,82%, as usinas nucleares (UTN) com 6,06% e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 0,06%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar cerca de 71,30% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 15,37%. A partir de 2020 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 111 MW até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.8, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 3.275 MW, sendo aproximadamente 71,3% em hidrelétrica, 19,3% em termelétrica, 6,6% em solar, 2,2% em eólica, 0,4% em PCH, 0% em UTN e 0,2% em CGH.

J) LEILÕES

Entre 23 de julho e 06 de agosto de 2019, três leilões destinados à contratação de energia tiveram resultados relevantes atualizados, sendo eles o Leilão A-4 de 2018, o Leilão de Geração nº 1/2019 e o Leilão de Energia Nova A-6 de 2019.

No dia 4 de abril de 2018 foi realizado o Leilão de Energia Nova A-4 (nº 01/2018), destinado à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes hidrelétrica, eólica, solar foto-

voltaica e termelétrica a biomassa, no ACR, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2022. No certame foram negociados contratos de energia de 39 usinas, com preço médio de venda de R\$ 122,33/MWh e deságio médio de 59,9%.

No dia 30 de julho de 2019, a ANEEL homologou parcialmente o resultado do Leilão A-4 de 2018 para o Consórcio Solar do Sertão V. O empreendimento vai substituir uma das usinas fotovoltaicas do Consórcio São Pedro e São Paulo, que foi inabilitado por não preencher a exigência de Patrimônio Líquido mínimo de 10% do valor do investimento. Com a homologação do Consórcio Solar do Sertão V, falta para concluir o processo do certame a confirmação do resultado para o Consórcio Sertão Brasil Energia Solar Eireli, responsável também por um projeto de energia solar.

O Leilão de Geração nº 1/2019, realizado no dia 31/05, para fornecimento de energia para Roraima, teve no dia 06/08/19 a homologação e adjudicação do resultado aprovado pela ANEEL. Roraima é o único Estado não integrado ao SIN e atualmente consome energia gerada por usinas termelétricas. O certame negociou nove soluções de suprimento, com início previsto para 28 de junho de 2021. Ao todo, o leilão movimentou R\$ 1,62 bilhão em investimentos para contratar uma potência nominal de 263,51 MW. Os preços ficaram entre R\$ 670 e R\$ 1.059,17 para o valor pago pelo MWh.

De acordo com a Aneel, o leilão é considerado inovador pois viabilizou a aquisição de soluções de suprimento de qualquer fonte: renovável (hídrica, solar, eólica, biomassa, biogás, biocombustível, etc.), fóssil, ou ainda mediante o uso misto de fontes,

contendo ou não tecnologia de armazenamento de energia. Os maiores investimentos serão em usinas de gás natural, com o investimento previsto de cerca de R\$ 425,4 milhões na usina de Jaquatirica II; de cerca de R\$ 537,7 milhões na usina Forte de São Joaquim, movida a biocombustível, e de cerca de R\$ 126,9 milhões na Usina Monte Cristo Sucuba, movida a óleo diesel.

O Leilão de Energia Nova A-6 de 2019 está previsto para acontecer no dia 17 de outubro de 2019, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2025. O certame é destinado à compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

No dia 23/07 deste ano, a ANEEL aprovou a abertura de audiência pública, até 26/8/19, para receber contribuições da sociedade ao edital.

Estão cadastrados pela EPE 1.829 projetos que totalizam a oferta de 100.874 MW. Desses, 91,3% dizem respeito à projetos de eólica e fotovoltaica, o que corresponde à 54,46% da potência ofertada. A maior oferta (41,36%) de potência é das termelétricas a gás natural.

Para o leilão foram definidos os seguintes produtos: três na modalidade por quantidade de energia elétrica que tratam de empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétrica (UHE, PCH e CGH) com prazo de suprimento de 30 anos e usinas de fonte eólica e fonte solar fotovoltaica com prazo de suprimento de 20 anos. Na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural, o prazo de suprimento é de 25 anos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

| | | | |
|---|--|---|--------------------------|
| S E T O R Ó L E O E G Á S | Objeto | ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção | |
| | Rodadas de Partilha de Produção | Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos. | |
| | Etapa | | Data |
| | Realização da rodada | | Segundo semestre de 2019 |
| | Objeto | ANP - 7ª Rodada de Partilha de Produção | |
| | Rodadas de Partilha de Produção | Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Água, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos. | |
| | Etapa | | Data |
| | Realização da rodada (Previsão) | | 2020 |
| | Objeto | ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção | |
| | Rodadas de Partilha de Produção | Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos. | |
| | Etapa | | Data |
| | Realização da rodada (Previsão) | | 2021 |
| | Objeto | ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos | |
| | Rodadas de Partilha de Blocos | Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5). | |
| | Etapa | | Data |
| | Realização da rodada | | Segundo semestre de 2019 |
| | Objeto | ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos | |
| | Rodadas de Partilha de Blocos | 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 | |
| | Rodadas de Partilha de Blocos | 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 | |
| | Etapa | | Data |
| Realização da rodada (Previsão) | | 2021 | |
| Consulta Pública | ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2019 | | |
| Consulta Pública | ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 13/2019 | | |
| Consulta Pública | Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa. | | |
| Etapa | | Data | |
| Prazo limite para colaboração | | 05/07/19 | |
| Consulta Pública | ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 15/2019 | | |
| Consulta Pública | Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de alteração do limite mínimo para característica estabilidade à oxidação no biodiesel prevista na Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014. | | |
| Etapa | | Data | |
| Prazo limite para colaboração | | 16/07/19 | |
| Consulta Pública | ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 14/2019 | | |
| Consulta Pública | Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de revisão da Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013 que estabelece as especificações e regras de controle da qualidade das gasolinas de uso automotivo comercializadas em todo o território nacional. | | |
| Etapa | | Data | |
| Prazo limite para colaboração | | 03/09/19 | |

| | | | |
|---|---|--|-------------------------|
| S E T O R E L E T R I C O | Objeto | ANEEL - Consulta nº 011/2019 | |
| | Consulta Pública | Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios, a ser aplicada, a partir de 2020, aos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. | |
| | Etapas | | Data |
| | Prazo para colaboração | | 20/05/2019 à 18/07/2019 |
| | Objeto | ANEEL - Consulta nº 015/2019 | |
| | Consulta Pública | Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas ao fornecimento de energia elétrica para o serviço público de iluminação pública, atividade 6 da Agenda Regulatória 2019/2020. | |
| | Etapas | | Data |
| | Prazo para colaboração | | 26/06/2019 à 26/08/2019 |
| | Objeto | ANEEL - Consulta nº 016/2019 | |
| | Consulta Pública | Obter subsídios para consolidação da regulamentação relacionada ao acesso ao sistema de distribuição, atividade 5 da Agenda Regulatória 2019/2020. | |
| | Etapas | | Data |
| | Prazo para colaboração | | 26/06/2019 à 26/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Consulta nº 017/2019 | | |
| Consulta Pública | Obter subsídios para incorporar novos instrumentos de incentivo à inovação no setor elétrico e outras medidas, visando o avanço dos resultados do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (PROP&D)". | | |
| Etapas | | Data | |
| Prazo para colaboração | | 28/06/2019 à 27/08/2019 | |

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

| | | |
|---------------------------------------|---|-------------------------|
| Objeto | ANEEL - Consulta nº 018/2019 | |
| Consulta Pública | Obter subsídios para avaliação da necessidade de atualização dos parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) do Proret. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo para colaboração | 03/07/2019 à 05/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Consulta nº 019/2019 | |
| Consulta Pública | Obter subsídios para consolidação do acesso, referente aos temas classificação das instalações de transmissão, condições de acesso e conexão ao sistema de transmissão. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo para colaboração | 15/07/2019 à 28/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Audiência 061/2018 | |
| Audiência Pública | Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR referente à regulamentação da geoespacialização das instalações de transmissão. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo limite para colaboração | 27/06/2019 a 25/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Audiência 022/2018 | |
| Audiência Pública | Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo limite para colaboração | 29/05/2019 a 02/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Audiência 024/2018 | |
| Audiência Pública | Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Revisão Tarifária Periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., com vigência a partir de 27 de agosto de 2019, e com vistas a definir os correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para os anos de 2020 a 2023 | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo limite para colaboração | 04/06/2019 a 19/07/2019 |
| Objeto | ANEEL - Audiência 025/2018 | |
| Audiência Pública | Obter subsídios à proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo – MCP, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos Preços dos Contratos de Compra de Energia. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo limite para colaboração | 21/06/2019 a 04/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - Audiência 026/2018 | |
| Audiência Pública | Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos requisitos do regime de operação das instalações de transmissão e de geração de energia elétrica estabelecidos nos Procedimentos de Rede. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo limite para colaboração | 26/06/2019 a 09/08/2019 |
| Objeto | ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019 | |
| Leilão de Geração | Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018. | |
| | Etapas | Data |
| | Realização | a definir |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-6 | |
| Leilão de Compra de Energia Nova | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 26/09/19 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-4 | |
| Leilão de Compra de Energia Nova | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 23/04/20 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-6 | |
| Leilão de Compra de Energia Nova | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 24/09/20 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-4 | |
| Leilão de Compra de Energia Nova | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 29/04/21 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-6 | |
| Leilão de Compra de Energia Nova | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 30/09/21 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-1 | |
| Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 06/12/19 |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-2 | |
| Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data |
| | Prazo previsto | 06/12/19 |

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

| | | | |
|---|---|---|--|
| S E T O R E L É T R I C O | Objeto | ANEEL - Leilão nº A-1 | |
| | Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data | |
| | Prazo previsto | 04/12/20 | |
| | Objeto | ANEEL - Leilão nº A-2 | |
| | Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data | |
| | Prazo previsto | 04/12/20 | |
| | Objeto | ANEEL - Leilão nº A-1 | |
| | Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | |
| | Etapas | Data | |
| | Prazo previsto | 03/12/21 | |
| Objeto | ANEEL - Leilão nº A-2 | | |
| Leilão de Compra de Energia Existente | Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN. | | |
| Etapas | Data | | |
| Prazo previsto | 03/12/21 | | |



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)



Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia