



**BOLETIM DE
CONJUNTURA
DO SETOR
ENERGÉTICO**

EDITORIAL

Retrospectiva 2019 do setor energético

OPINIÃO

Daniel Lamassa e Pedro Neves

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero – uma retrospectiva de 2019

Tamar Roitman

Um ano além das expectativas para os biocombustíveis e com aceleração máxima rumo à eletromobilidade

Adriana Gouvêa, Felipe Gonçalves e Gláucia Fernandes

Desafios e oportunidades no Setor Elétrico em 2020

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

Adriana Ribeiro Gouvêa

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Marina de Abreu Azevedo

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação e Execução

Simone C. Lecques de Magalhães

Revisão de conteúdo

Tamar Roitman

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: 30/12/19

EDITORIAL

Retrospectiva 2019 do setor energético	04
--	----

OPINIÃO

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero – uma retrospectiva de 2019	07
Um ano além das expectativas para os biocombustíveis e com aceleração máxima rumo à eletromobilidade	14
Desafios e oportunidades no Setor Elétrico em 2020... ..	21

PETRÓLEO

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	27
Derivados do Petróleo	31

GÁS NATURAL.....

Produção e Importação.....	32
Consumo	34
Preços	35
Informações relevantes para o setor	37

BIOCOMBUSTÍVEIS

Produção.....	39
Preços	42
Consumo	44
Importação e Exportação de etanol.....	48
RenovaBio.....	49

SETOR ELÉTRICO

Demanda	50
Oferta	51
Balanço Energético.....	53
Disponibilidade.....	55
Estoque.....	57
Custo Marginal de Operação – CMO	58
Micro e Minigeração Distribuída.....	58
Expansão	61
Tarifas de Energia Elétrica.....	62
Leilões	63



EDITORIAL*

Retrospectiva 2019 do setor energético

O ano de 2019 iniciou com grandes expectativas em relação ao novo governo. A nova gestão, com visão de livre iniciativa, gerou esperanças de abertura de mercado, redução do intervencionismo estatal e retomada do crescimento econômico.

No setor energético, os desejos eram pela continuidade da revisão do marco legal já iniciada e com bons resultados, além da ampliação da concorrência e competitividade em segmentos concentrados e monopolizados.

Apesar das dificuldades iniciais na aprovação de reformas políticas prioritárias e a despeito de o crescimento econômico do primeiro ano do novo comando ter ficado aquém do projetado, as iniciativas de reformas regulatórias no setor energético tiveram continuidade e já foi possível ver resultados positivos.

A manutenção do calendário de leilões de petróleo se mostrou importante para movimentar a cadeia do setor petrolífero, ainda que os resultados alcançados em 2019 tenham ficado abaixo das expectativas. O ano encerrou com um total de quatro certames para a exploração de petróleo e gás natural - a 16ª Rodada de Licitação de Blocos (sob o regime de concessão), o 1º Ciclo da Oferta Permanente, a 6ª Rodada de Partilha de Produção, e a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

O leilão mais aguardado foi o do Excedente da Cessão Onerosa, considerado o maior já realizado no mundo, em função dos valores dos bônus de assinatura e dos investimentos necessários ao desenvolvimento dos ativos. O leilão, apesar de ter causado certa frustração em relação à expectativa, arrecadou o montante de quase R\$ 70 bilhões (cerca de 66% dos R\$ 106 bilhões ofertados).

Os resultados da 6ª Rodada de Partilha de Produção também ficaram abaixo do esperado, com arremate de uma oferta dentre as cinco áreas disponíveis, o que fez aumentarem as discussões sobre a capacidade de atração de investimento do modelo de partilha de produção, adotado nas áreas do pré-sal.

Os avanços nos desinvestimentos da Petrobras, com a venda de US\$ 21,3 bilhões em ativos em 2019¹, representaram um passo importante rumo ao aumento da concorrência. Entre os destaques estão as vendas da Liquegás, BR Distribuidora e Transportadora Associada de Gás (TAG), além de campos *onshore* e *offshore*. Também cabe destacar que já foi dado início às vendas de 50% da capacidade de refino controlada pela estatal. As vendas de refinarias em conjunto com a da BR Distribuidora prometem alterar o comportamento do mercado de combustíveis, aumentando a competição e pressionando os preços em benefício do consumidor final.

As privatizações também foram pauta do setor elétrico, com ampla discussão sobre a desestatização da Eletrobras, apesar de os avanços serem mais lentos. Em novembro, o governo encaminhou ao Congresso o projeto de lei que trata do assunto, com a expectativa de realizar o processo de abertura de capital da estatal no 2º semestre de 2020, a depender da deliberação dos congressistas.

A abertura de capital da estatal para que o Estado deixe de ser o sócio majoritário da empresa, transformando-a numa empresa privada, é vista de forma bastante positiva pelo mercado, uma vez que as privatizações blindam as decisões da companhia

contra interferências políticas, conferem maior eficiência ao mercado, aumentam o valor dos ativos e promovem o desejado crescimento econômico. Contudo, a atração de investidores requer estabilidade regulatória e segurança jurídica, o que ainda precisa se consolidar definitivamente no país.

O grande assunto de 2019 no setor elétrico foi a geração distribuída, em especial a de energia solar, em função da revisão da Resolução Normativa nº 687/2015. A modernização do setor também foi destaque. A criação do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico garantiu a continuidade das propostas apresentadas por meio da Consulta Pública MME 33/2017.

O trabalho do GT resultou em um plano de ação desdobrado em 15 frentes de atuação. O objetivo da proposta é aprimorar as regras desse mercado garantindo maior governança, estabilidade regulatória e jurídica, e previsibilidade. As alterações são necessárias para que o setor se adapte às novas tecnologias, que avançam mais rápido do que a regulação.

O balanço do ano demonstra que o governo se manteve fiel aos compromissos de buscar a ampliação da concorrência no setor energético. Para 2020, podemos esperar a continuação das reformas e o aumento da participação de investimento privado, o que promete acelerar a retomada do crescimento, alimentando o círculo virtuoso da economia brasileira.

A última edição de 2019 do **Boletim de Conjuntura do Setor Energético da FGV Energia** traz uma

¹ <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/desinvestimentos-da-petrobras-estouram-em-2019/>

retrospectiva último ano nos mercados de energia, na visão dos pesquisadores do centro de pesquisa da FGV. Na primeira coluna, Pedro Gonçalves e Daniel Lamassa analisam os acontecimentos de 2019 no setor de Petróleo & Gás, trazendo uma atualização dos programas governamentais. Em

seguida, Tamar Roitman discute sobre as pautas relevantes do ano para os biocombustíveis e a mobilidade elétrica. Na terceira coluna deste mês, Adriana Gouvêa, Felipe Gonçalves e Gláucia Fernandes abordam os desafios vividos pelo setor elétrico em 2019 e as oportunidades para 2020.

* 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

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero – uma retrospectiva de 2019

Por Daniel Lamassa e
Pedro Neves*

O ano de 2019 foi atipicamente agitado para o setor de óleo e gás. Entre os acontecimentos principais, a Petrobras deslançou de vez seu plano de desinvestimento, focando em áreas mais rentáveis para a empresa, como campos *offshore* de águas profundas e ultra profundas, especialmente do pré-sal. O *timing* do plano da estatal foi favorável em diversos modos, pois em 2019 foram realizadas quatro rodadas de licitações de áreas de exploração, além de todas as mudanças regulatórias e jurídicas para dar maior abertura e agilidade ao *downstream* e ao setor de gás natural.

Entre as rodadas de licitações, a maior e mais esperada foi a do Excedente da Cessão Onerosa, que ocorreu no dia 6 de novembro. O leilão teve o status de maior já realizado no mundo, devido aos valores dos bônus de assinatura (totalizado em R\$ 106 bilhões) e os investimentos necessários ao desenvolvimento dos ativos. Porém, desse total

esperado, só foram arrecadados R\$ 70 bilhões. Das quatro áreas ofertadas nesse leilão, apenas duas foram arrematadas, com destaque para o campo de Búzios, o maior do certame, onde a Petrobras ganhou com 90% de participação, sendo o restante distribuído em 5% para a CNODC e os outros 5% para a CNOOC.

O resultado do leilão do ECO (Excedente da Cessão Onerosa) foi tido como aquém do esperado pelo governo e pelo mercado, assim como o da 6ª Rodada de Partilha. Tais resultados suscitaram discussões a respeito da necessidade de revisão do modelo e das exigências contratuais exercidas pelo governo federal em rodadas de licitação de áreas do pré-sal. Entre elas, está em trâmite e ganhando força o Projeto de Lei nº 3.178/2019 do senador José Serra, que revoga o direito de preferência da Petrobras nos leilões de partilha e garante ao CNPE, assessorado pela ANP, a decisão sobre qual

o melhor regime jurídico de leilões das áreas dentro do polígono do pré-sal. Os resultados e reflexões sobre os leilões foram amplamente discutidos no Boletim de Conjuntura dos meses de outubro¹ e novembro².

Outro ponto que merece destaque dentre as discussões do setor no ano de 2019 foi a questão da arrecadação de *royalties*. Apesar de as projeções apontarem para números crescentes derivados dos campos produtores do pré-sal e em boa medida da Bacia de Campos (a partir de seu programa de revitalização), conforme abordado na coluna opinião de novembro³ da FGV Energia, a redução do percentual dos royalties sobre a produção incremental em áreas maduras também agregaria um montante significativo na arrecadação e na atividade econômica do país e necessita de maior atenção por parte dos órgãos federais.

No esteio de todas essas discussões e alterações regulatórias necessárias ao efetivo deslanche do setor, tanto no *up* quanto no *downstream*, o Governo Federal tem envidado seus melhores esforços por meio de programas governamentais para incentivar e organizar o setor petrolífero nacional. No contexto da gestão pública, um programa governamental é um instrumento de organização da Ação Governamental que articula um conjunto de iniciativas públicas e privadas – projetos, atividades, financiamentos, incentivos fiscais e normas – que visam à solução de um problema ou ao atendimento de uma demanda da sociedade, sendo

mensurado por indicadores, metas regionalizadas e custos estabelecidos no Plano Plurianual (PPA), Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e Lei do Orçamento Anual (LOA).

Os programas governamentais mais importantes de 2019 no setor petrolífero foram o REATE e o Novo Mercado de Gás, assim como a nova iniciativa dos desinvestimentos da Petrobras. Esse texto busca pontuar as atualizações destas iniciativas, seus espectros de atuação em 2019, suas principais contribuições e o estágio em que se encontram neste momento para alavancar o segmento no Brasil.

REATE 2020

Em agosto de 2019 foi lançado o programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE 2020, programa que sucedeu o REATE, criado em 2017. O novo programa possui bases semelhantes às do antecessor: ampliar e revitalizar a exploração e produção de petróleo e gás natural em campos terrestres (*onshore*) no Brasil, estimular o desenvolvimento local e regional, e aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

De acordo com o MME, a ideia é criar sinergia entre produtores, fornecedores e financiadores do segmento *onshore*, resultando, entre outros benefícios, na geração de novos empregos (diretos e indiretos), além da movimentação da economia em diferentes municípios do país.

¹ Boletim de Conjuntura do mês de outubro de 2019.

² Boletim de Conjuntura do mês de novembro de 2019.

³ Coluna Opinião do mês de novembro de 2019.

O ministro Bento Albuquerque, estima “que os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás terrestres saiam do atual patamar de R\$ 1,6 bilhão anual para uma média de R\$ 4 bilhões, um crescimento de 150%. Dessa forma, até 2030, o *onshore* receberá 40 bilhões de reais em novos investimentos”.

A expectativa do governo é que, até 2030, a produção nacional *onshore* quase dobre, saindo de 270 mil para 500 mil barris por dia de óleo equivalente, enquanto a produção de gás natural deve aumentar de 25 MM para 50 MMm³/d.

Dentre os feitos do programa em 2019 estão a inserção da atividade terrestre dentro da agenda regulatória da ANP e o enquadramento do Poço Transparente (perfuração de um poço horizontal e a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico para a produção) para reservatório de baixa permeabilidade no Programa de Parceria de Investimento – PPI, com o objetivo de que o conhecimento adquirido seja a base para a formação de um marco regulatório para exploração não convencional *onshore* no país.

Para setembro de 2020, foi confirmada a realização de um leilão no qual serão oferecidas 263 áreas *onshore*, que contemplam 249 blocos exploratórios em sete estados do Nordeste – Alagoas, Bahia, Ceará, Maranhão, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe – e outros no norte do Espírito Santo.

Novo Mercado de Gás

Em julho de 2019, foi lançado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) o Novo

Mercado de Gás. O projeto, que foi amplamente discutido por profissionais do setor no Boletim de Conjuntura do mês de julho⁴, é uma continuação do Gás para Crescer, contando com medidas para acabar com o monopólio da Petrobras no setor de gás, abrindo espaço para outros *players* e criando maior competitividade.

O programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e desenvolvido em parceria com o Ministério da Economia, ANP, Cade e EPE. O programa está ancorado em quatro pilares básicos: a promoção da concorrência, a integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, a harmonização entre as regulações estaduais e a federal e a remoção de barreiras tributárias. Com esses pilares, o programa deseja criar acesso às infraestruturas essenciais⁵, aperfeiçoar o sistema de transporte e criar medidas de estímulo à competição, concluindo com a liberalização do mercado.

Entre as medidas criadas, algumas já estão em andamento:

- O TCC (Termo de Compromisso de Cessação) firmado entre a Petrobras e o Cade, a estatal brasileira já está cumprindo com suas obrigações. Até o fechamento deste boletim, a Petrobras já anunciou:
 - A venda, em junho, de 90% da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) para o grupo francês Engie e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ);
 - Em setembro, que prepara uma operação para um IPO (oferta pública de ações, em inglês) para os ativos das Rotas 1, 2 e 3;

⁴ Boletim de Conjuntura do mês de julho de 2019.

⁵ Escoamento, processamento e terminais de GNL.

- Em novembro, abrirá mão da exclusividade de acesso aos gasodutos de transporte das empresas Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e TAG, medida que libera cerca de 50% da capacidade nas duas transportadoras;
 - Em dezembro, irá fazer um IPO para vender um conjunto de suas térmicas a gás, em que o objetivo é criar uma empresa de geração de energia elétrica com cerca de 15 térmicas integradas;
 - Em dezembro, irá fazer um IPO para vender sua participação na Gaspetro, empresa que possui 51% de sua participação controlada pela Petrobras e que está em 20 das 27 distribuidoras estaduais de gás no país;
 - Em dezembro, o início do arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL de Salvador, Bahia;
 - Em dezembro, o *teaser* referente à venda dos 10% restantes da sua participação na TAG.
- Em novembro foram disponibilizados pela ANP os preços médios de venda e os volumes comercializados de gás natural no Brasil;
 - O estado de Sergipe privatizou sua companhia distribuidora de gás natural. Essa privatização está em linha com os programas federais, como o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF) e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE), que buscam promover equilíbrio fiscal e fortalecimento dos estados em troca de, entre outras medidas, incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de gás canalizado;
 - Iniciativas de aprimoramento legislativo do marco setorial e ajustes tributários, com duas medidas já iniciadas:
- Publicação, em novembro, pela Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (Secap) do Ministério da Economia, de um boletim que propõe alterações legislativas para fomentar o Novo Mercado de Gás. As três propostas do boletim são: a incidência e fato gerador do ICMS no transporte – implantação do modelo Entrada e Saída; alíquotas interestaduais nas operações com gás natural; e tributação da cadeia de gás natural na geração em termelétricas;
 - Aprovação, em novembro, da PL 6.407/2013, chamada de Nova Lei do Gás, que possui como principais pontos a alteração para o modelo de entrada e saída; acesso livre para a infraestrutura essencial; autorização para transporte e estocagem; e manutenção das autorizações.
- Além das medidas citadas, outras mudanças estão acontecendo no mercado de gás natural no Brasil, como:
- Em novembro, a EPE publicou o PIPE – Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural, no qual constam projetos de desenvolvimento para sete novos gasodutos de escoamento do pré-sal (Rotas 4A, 4B, Rotas 5A, 5B, 5C e Rotas 6A e 6B), além de quatro rotas para gasodutos oriundos do pós-sal;
 - Em outubro, a EPE publicou o primeiro estudo do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG, que apresentou análises quanto à implementação de novos gasodutos de transporte no país. Foram estudados aproximadamente 2.000 km de projetos de gasodutos de transporte, que representam um investimento de R\$ 17 bilhões;

- Dois leilões de energia ocorreram em 2019:
 - Em maio, foi realizado o 1º leilão para o sistema isolado (que não está conectado a nenhuma rede de gasodutos de transporte), em que a empresa Eneva negociou a usina termelétrica (UTE) Jaguatirica II, de 117 MW de potência. O projeto irá gerar energia para Roraima a partir do gás natural produzido no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas;
 - Em outubro, ocorreu o leilão de energia nova A-6, na qual das 91 novas usinas contratadas, três são UTE a gás natural. Entre elas, duas são para integrar a produção nacional de gás natural: Parnaíba II, da Eneva, no Maranhão, e Prosperidade II, da Imetame, na Bahia. A terceira foi a UTE Novo Tempo Barcarena, no Pará, que contará com um terminal de regaseificação de GNL. O empreendimento é desenvolvido pela Celba (Centrais Elétricas Barcarena S/A), Golar Power e EPP (Evolution Power Partners).

Conforme listado, houve progresso desde o início do Novo Mercado de Gás e já existem outras medidas programadas para os próximos anos.

O MME divulgou um cronograma para novas ações visando a regulamentação do Novo Mercado de Gás:

- 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 aprova-

ção 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.

Além deste cronograma, o MME divulgou que haverá em 2020 um leilão A-4 e um A-5 para substituição de energia existente por energia nova.

O PROGRAMA DE DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS

O programa de desinvestimento da Petrobras pode ser visto como um programa governamental, uma vez que ele vem, dentre vários motes, como uma imposição do órgão nacional anti-truste, o Cade. A Petrobras assinou dois acordos com o órgão em 2019: um com o compromisso de vender 50% de sua capacidade instalada de refino e outro com o objetivo de estimular a concorrência no setor e impedir a ocorrência futura de condutas anticompetitivas.

Além disso, a estatal segue seu processo de consolidação como *player* de destaque no segmento de exploração e produção de petróleo em águas profundas. Os ativos negociados em 2019 chegam ao montante de US\$ 21,3 bilhões, número 15 vezes maior que o do ano anterior. Os maiores negócios foram a oferta pública de ações da BR Distribuidora

(US\$ 9,6 bilhões), a venda da TAG - Transportadora Associada de Gás (US\$ 8,6 bilhões) para a ENGIE e o fundo canadense CDPQ, e a venda do campo de Tartaruga Verde junto com o módulo III de Espadarte para a malaia Petronas (US\$ 1,293 bilhões).

Os movimentos da estatal contribuem para a flexibilização e abertura do mercado de gás à iniciativa privada assim como para a entrada de novos agentes na exploração e produção de petróleo no território nacional, em ativos *onshore* e em águas rasas. A expectativa é de que o processo avance nos próximos anos, com a venda de 50% da capacidade atual de refino da empresa (já em fase não vinculante de ofertas) e outros ativos já anunciados. O Boletim de Conjuntura do mês de outubro discutiu sobre o assunto⁶.

Os programas são muito oportunos e estão bem estruturados, mas alguns riscos precisam ser mitigados. Entre eles está o de judicialização, em que qualquer tentativa de alteração dos contratos vigentes poderia criar insegurança jurídica e instabilidade regulatória, sendo necessária uma regulação robusta. Além disso, é indispensável que haja segurança para o investidor, para que o desenvolvimento da infraestrutura aconteça. Outro fator de risco dos programas, principalmente para o Novo Mercado de Gás, é o de os estados não aderirem às medidas propostas.

⁶ Boletim de Conjuntura do mês de outubro de 2019.



Daniel Lamassa é Engenheiro de Petróleo formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e mestre em Oil and Gas Trade Management pela Regent's University London, no Reino Unido, onde obteve Distinção. Experiência como estagiário na Transportada Associada de Gás (TAG), em que trabalhou na área de integridade de dutos. Como pesquisador da FGV Energia, atua na área de Gás Natural.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF. Engenheiro Químico e de Segurança do Trabalho formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e pela Universidade Cândido Mendes, respectivamente. Sua linha de pesquisa envolve a investigação de metodologias de auxílio a tomada de decisão dos impactos ambientais do descomissionamento de sistemas de produção offshore. Foi estagiário do laboratório de simulação de processos na Engenharia Química da UFF e participou de programa de iniciação científica no laboratório de físico-química computacional, também na UFF. Na FGV Energia, atua como pesquisador no setor de óleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações offshore.

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



OPINIÃO

Um ano além das expectativas para os biocombustíveis e com aceleração máxima rumo à eletromobilidade

Por Tamar Roitman*

O ano de 2019 foi histórico para os biocombustíveis no Brasil, com recordes de oferta e demanda, resultando em 28% de participação na matriz de transportes (Figura 1). Foi ainda um ano de intensos debates sobre a necessidade de descarbonização do setor de transportes, com avanços significativos no âmbito da mobilidade elétrica.

O objetivo deste artigo é trazer um pouco do que foi pauta em 2019 e explorar as perspectivas para 2020, tendo em vista a entrada em vigor do maior programa nacional de biocombustíveis, o RenovaBio, bem como as mudanças proporcionadas pelo desenvolvimento tecnológico na indústria de automóveis.

BIOCOMBUSTÍVEIS E O RENOVABIO

O etanol, em sua forma anidra (misturada à gasolina) e hidratada (utilizada nos veículos flex) atingiu a marca de 45% de representação no consumo de combustíveis do ciclo Otto, voltando a patamares de 2009. Ao que tudo indica, as vendas de etanol hidratado em 2019 serão ainda maiores do que o recorde de 19 bilhões de litros em 2018.

Vale destacar o crescimento da produção de etanol de milho no Brasil. Além das oito usinas deste tipo atuantes no país, já existem seis em construção e pelo menos sete em fase inicial de concepção¹. A safra 2019/20 deve encerrar com 1,7 bilhão de litros de etanol produzidos, o que

¹ Disponível em: <https://exame.abril.com.br/negocios/empresas-de-graos-miram-entrada-no-setor-de-etanol-de-milho-do-brasil/>

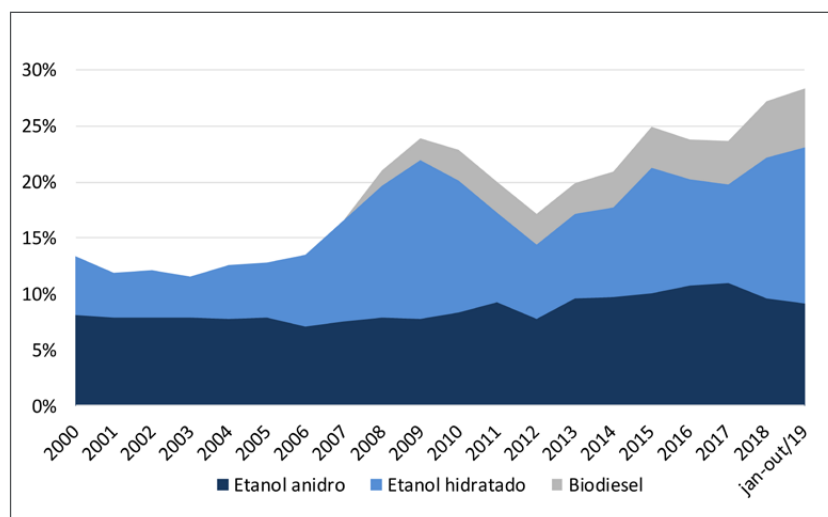
corresponde ao aumento de 114% em relação à safra anterior, na qual foram produzidos 791 milhões de litros a partir do grão². A produção de milho vive um ótimo momento no país, com o recorde de 100 milhões de toneladas produzidas na safra 2018/19 e a estimativa de 98,4 milhões de toneladas no ciclo 2019/20³. Segundo a Conab, a forte presença das usinas de etanol de milho, com perspectiva de crescimento mais acentuado para os próximos anos, tem mudado a dinâmica de comercialização do grão no país⁴.

O setor de biodiesel também registrou recordes com a entrada em vigor do B11, fechando o ano com mais de 6 bilhões de litros negociados nos leilões. A adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel aumentou de 10% para 11% em setembro último⁵ e em março de 2020 já está prevista a entrada do B12, conforme a Resolução nº 16, de

29/10/2018, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O biogás, apesar da ainda baixa representatividade na matriz energética brasileira - inferior a 1%⁶ - registra crescimento do número de usinas e da produção. Em 2019, o número de plantas de biogás chegou a mais de 400, o que representa aumento 40% em relação a 2018⁷. Segundo o CIBiogás⁸, em 2018 haviam 366 plantas de biogás, das quais 276 estavam em operação e produziram 1,1 bilhão de m³ em 2018. O total produzido foi 138% maior do que o registrado no último dado disponível, de 2015. A produção de 2019 ainda não foi disponibilizada, mas segundo estimativas do CIBiogás, as 366 unidades em pleno funcionamento poderiam produzir 1,6 bilhão de m³ de biogás ao ano, o que representaria um crescimento de 45% em relação ao volume produzido em 2019.

Figura 1: Histórico da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes terrestres (em volume)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

² Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras?view=default>

³ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras>

⁴ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras?view=default>

¹ A data prevista era 1º de junho de 2019, mas algumas discussões a respeito dos resultados dos testes e ensaios em motores atrasaram entrada do novo percentual de mistura.

⁶ Balanço Energético Nacional 2019 – EPE, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>








⁷ Abiogás, 2019. Disponível em: <https://abiogas.org.br/biogas-fecha-2019-com-mais-de-400-usinas-e-crescimento-de-40-ao-ano/>

⁸ Nota Técnica - Panorama do Biogás no Brasil em 2018. CIBiogás, 2019. Disponível em: <https://biblioteca.cibiogas.org/biblioteca/#!/publicacoes/detalhe/75>

O ano de 2019 também é representativo por encerrar o período de intensa estruturação da nova política de biocombustíveis, o RenovaBio, que entrou em vigor no dia 24 de dezembro. Construído com ampla participação do setor produtivo desde o princípio, o RenovaBio enfrentou duas mudanças de comando no MME

e uma mudança de comando no governo federal, mantendo inalteradas suas premissas, objetivos e cronograma de implantação, o que denota a maturidade da proposta e sua ampla aceitação pelos setores envolvidos. A Figura 2 apresenta o histórico de algumas das regulamentações definidas no âmbito do programa.

Figura 2: Histórico das regulações do RenovaBio

Dezembro/2017		Lei nº 13.576/2017: Edição da nova Política Nacional de Biocombustíveis.
Junho/2018		Resolução CNPE nº 5/2018: Metas de redução de intensidade de carbono no período 2018-2028.
Novembro/2018		Resolução ANP nº 758/2018: Regulamenta o credenciamento de firmas inspetoras e o processo de certificação de biocombustíveis no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).
Junho/2019		Resolução ANP nº 791/2019: Dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).
		Resolução CNPE nº 15/2019: Define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis.
		Decreto nº 9.888/2019: Dispõe sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis de que trata a Lei nº 13576/2017 e institui o Comitê da Política Nacional de Biocombustíveis.
Julho/2019		Despacho ANP nº 585/2019: Define metas individuais compulsórias, a serem cumpridas pelos distribuidores de combustíveis, de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa, que vigorarão até 31 de dezembro de 2019.
Novembro/2019		Portaria MME nº 419/2019: Estabelece procedimentos para escrituração, registro, negociação e aposentadoria do CBIO.
Dezembro/2019		Resolução ANP nº 802/2019: Estabelece os procedimentos para geração de lastro necessário para emissão primária de CBIOs, de que trata o art. 14 da Lei nº 13.576/2017.

Fonte: ANP, 2019

A política, que tem por objetivo promover a descarbonização do setor de transportes no Brasil, está baseada em três instrumentos principais: as metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa, a certificação de biocombustíveis, e os Créditos de Descarbonização (CBios).

As metas globais de redução de emissões foram definidas em junho de 2018 e revistas em junho

de 2019, pelo CNPE. Após a revisão, ficou definido que o RenovaBio deverá reduzir em 11% a intensidade de carbono da matriz de transportes entre 2019 e 2029 (Tabela 1). As metas globais são desmembradas pela ANP a cada ano para as distribuidoras de combustíveis que comercializarem combustível fóssil. Os valores referentes a 2019 foram publicados pela agência em julho e os valores preliminares para 2020 foram divulgados em dezembro.

Tabela 1: Metas anuais de redução de emissões

Metas compulsórias anuais de redução de emissões de gee para a comercialização de combustíveis - CNPE												
Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Intensidade de Carbono (IC) Projetada	73,51	72,83	72,55	72,34	71,81	70,62	69,49	68,39	67,49	66,75	66,1	
Redução da IC Pretendida	1,0%	1,9%	2,3%	2,5%	3,3%	4,9%	6,4%	7,9%	9,1%	10,1%	11%	
Meta em Milhões de CBIOs	16,8	28,7	41,0	49,8	59,6	66,9	73,3	79,5	85,1	90,1	95,5	

Obs.: 1) Um CBIO equivale a uma tonelada de emissão de CO₂ equivalente evitada. 2) Redução da IC referem-se ao valor de referência de 74,25 gCO₂eq/NU, que corresponde à intensidade de carbono média da matriz nacional de combustíveis em 2017.

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

As regras para a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis foram definidas em 2018, juntamente com a regulamentação do credenciamento das firmas inspetoras, as quais atuarão na verificação das informações prestadas pelos produtores ou importadores no processo de obtenção do Certificado de Produção Eficiente de Biocombustíveis. Em novembro, haviam dez firmas inspetoras credenciadas na ANP. Mais de 200 empresas produtoras ou importadoras de biocombustíveis já contrataram firmas inspetoras para fazer a certificação dos seus produtos e cerca de 50 consultas públicas para a certificação estão em andamento. Seis certificações já foram aprovadas, das quais quatro são para produtores de biodiesel e duas para produtores de etanol.

O último instrumento regulamentado foi o Crédito de Descarbonização (CBio), o qual deverá ter a sua emissão e negociação feitas por entidade autorizada pelo Banco Central (BC) ou pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Os primeiros bancos a atuar na escrituração dos CBIOs serão o Santander, o Itaú e o Citibank, mas espera-se que aos poucos todos os bancos de varejo passem a atuar neste mercado.

A importância de um programa desse tipo vai muito além dos objetivos de redução de emissões, apesar de o setor de transportes ser responsável pela maior parcela de poluentes emitidos no país. Incentivar a indústria de biocombustíveis nacional significa aumentar a produção agroindustrial e gerar emprego e desenvolvimento

econômico, além de fomentar pesquisa e inovação. Todos estes fatores são imprescindíveis para elevar a competitividade da indústria brasileira, não apenas de biocombustíveis, mas das diversas cadeias associadas a ela.

AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA INDÚSTRIA DE AUTOMÓVEIS

A expansão das inúmeras soluções de mobilidade elétrica vem ocorrendo de forma acelerada a cada ano em todo o mundo. Segundo o portal *Inside EVs*⁹, até novembro de 2019, foram vendidos 1,94 milhão de carros elétricos no mundo e o ano deve encerrar com 2,15 milhões de unidades vendidas, o que equivale ao crescimento de 7% em relação aos 2,02 milhões de unidades em 2018. Além dos carros elétricos, mais de 300 milhões de veículos elétricos de duas ou três rodas, 460 mil ônibus elétricos, e cerca de 250 mil veículos para transporte de carga também estavam em circulação em 2018, de acordo com dados da IEA¹⁰.

A bateria, que já foi o principal item de custo dos veículos elétricos, representando 57% do preço final em 2015, correspondeu a 33% do preço dos automóveis em 2019¹¹. Isso foi possível graças à impressionante queda de 87% no custo deste equipamento, que passou de US\$ 1.160,00 por kWh, em 2010, para US\$ 156,00 por kWh, em 2019¹².

Os preços mais baixos das baterias também afetam a escolha do modelo de veículo. Os carros totalmente elétricos, do tipo BEV (*battery electric vehicle*) responderam por 74% das vendas no primeiro semestre de 2019, enquanto 26% foram modelos híbridos *plug-in*¹³.

Na Europa, o percentual de elétricos nas vendas aumentou de 2,1%, em 2018, para 2,6% em 2019¹⁴; e os Estados Unidos registraram crescimento de 0,2% entre 2018 e 2019, saindo de 1,6% para 1,8% de participação dos elétricos¹⁵. No maior mercado do mundo, o chinês, os elétricos representaram 4,6% das vendas em 2019, contra 4,2% no ano anterior¹⁶.

Apesar dos avanços tecnológicos e da redução dos preços das baterias, o *market-share* global dos carros elétricos deve se manter em 2,2% em 2019¹⁷, a mesma participação de 2018¹⁸. A China deve registrar crescimento zero da sua frota de veículos, tanto elétricos quanto a combustão interna, em 2019, em função da redução de incentivos por parte do governo.

Os preços dos automóveis ainda são elevados, tornando necessário o uso de incentivos para estimular o mercado de elétricos. Mas quando enxergados de forma mais ampla, como uma das estratégias

⁹ Disponível em: <https://insideevs.com/news/389990/global-ev-sales-in-november-2019/>

¹⁰ Disponível em: <https://www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>

¹¹ Disponível em: <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2019-04-12/electric-vehicle-battery-shrinks-and-so-does-the-total-cost>

¹² Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>

¹³ Disponível em: <http://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>

¹⁴ Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/proportion-of-vehicle-fleet-meeting-4/assessment-4>

¹⁵ Disponível em: <https://qz.com/1762465/2019-was-the-year-electric-cars-grew-up/>

¹⁶ Disponível em: <http://www.ev-volumes.com/news/china-nev-sales-for-2019-oct/>

¹⁷ Disponível em: <https://qz.com/1762465/2019-was-the-year-electric-cars-grew-up/>

¹⁸ Disponível em: <http://www.ev-volumes.com/news/global-ev-sales-for-2018/>

de enfrentamento às mudanças climáticas, a participação tende a aumentar. No caso da Europa, com regras rígidas de redução de emissões, cinco países possuem mais de 5% de participação de elétricos nas vendas de veículos novos e em dezesseis países o *market-share* está acima de 1%¹⁹.

O ano de 2019 também foi representativo no que tange aos compromissos de redução de emissões do setor de transportes. Dois exemplos são as cidades do Rio de Janeiro e São Paulo. O Rio de Janeiro se comprometeu a adquirir apenas ônibus com zero emissões nos contratos e concessões assinados a partir de 1º de janeiro de 2025; e a garantir que uma importante área da cidade seja transformada em uma zona de zero emissões até 2030. Já São Paulo estabeleceu que os veículos que atendem o transporte público devem reduzir as emissões de CO₂ em 50% no prazo de 10 anos e em 100% em 20 anos. Em novembro, a prefeitura de São Paulo apresentou 15 ônibus elétricos que passaram a fazer parte da frota da cidade.

A Câmara dos Deputados e o Senado também debateram a respeito da proibição da venda e circulação de veículos movidos a combustíveis fósseis no Brasil, objetivo do Projeto de Lei PLS 454/2017. O projeto tem parecer favorável da Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e está sob análise da Comissão de Meio Ambiente (CMA), a quem compete a palavra final. O PLS pretende promover a redução das emissões de poluentes por veículos automotores, definindo um cronograma de cotas máximas de participação de veículos a combustão vendidos no país, não se aplicando aos veículos abastecidos exclusivamente com biocombustíveis.

Representantes do governo e da indústria automobilística entendem que este projeto pode ser

considerado um marco da eletromobilidade no Brasil e é interessante o fato de o texto incluir os biocombustíveis. Uma vez que o objetivo é a redução de emissões e que os biocombustíveis cumprem um papel relevante nesse sentido no Brasil, é imprescindível que as decisões voltadas para um setor de transportes mais limpo nos próximos anos considerem o alinhamento das inovações tecnológicas no setor automobilístico com as vantagens proporcionadas pelos combustíveis renováveis.

Veículos elétricos não emitem poluentes locais, mas ao se considerar todo o ciclo de vida, incluindo a produção da energia elétrica que abastecerá o veículo, as emissões totais podem ser superiores às de veículos a combustão utilizando combustíveis fósseis. Por isso, a melhor escolha para o Brasil parece ser o modelo híbrido flex, que alia as vantagens dos motores elétricos com uma fonte de energia renovável produzida em larga escala no país.

OLHANDO PARA 2020

As expectativas para 2020 miram na expansão dos biocombustíveis com a entrada em vigor do *RenovaBio*. Espera-se que a prática confirme as intenções e que os objetivos sejam alcançados, o que significa que teremos ar mais limpo nas cidades, valorização dos combustíveis menos poluentes e o início de um mercado de carbono no Brasil, assunto bastante explorado em 2019 na COP 25.

As soluções de mobilidade elétrica também prometem seguir avançando de forma cada vez mais acelerada, com a entrada de novos modelos de veículos no país e oportunidades em frotas de ônibus e caminhões particulares e públicos. Essas tecnologias

não devem ser vistas apenas como uma opção de enfrentamento às mudanças climáticas, mas também como oportunidades de inovações nos setores automotivo, elétrico e de serviços. No Brasil, com

a matriz elétrica que temos e a disponibilidade de biocombustíveis, é possível e sensato que se busque a diversificação para otimizar o uso tanto dos recursos naturais quanto dos recursos financeiros.



Tamar Roitman é Pesquisadora na FGV Energia. Engenheira química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestre pelo Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE/UFRJ. Possui pós-graduação em Gestão de Negócios de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Experiência como analista de orçamento na Vale SA e como estagiária na empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Como pesquisadora da FGV Energia, atua nas áreas de petróleo e biocombustíveis.



OPINIÃO

Desafios e oportunidades no Setor Elétrico em 2020

*Por Adriana Gouvêa, Felipe Gonçalves e Gláucia Fernandes.**

A entrada de um novo governo fez de 2019 um ano de grandes expectativas quanto aos desdobramentos do aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro iniciado com a Consulta Pública do MME nº 33/2017 (CP-33). Nessa perspectiva, este texto propõe uma reflexão sobre os avanços alcançados e uma visão dos novos desafios para o ano de 2020.

No cenário atual, a escassez de projetos de grandes hidrelétricas com reservatórios se tornou fator crítico em consequência do aumento da participação de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional. A descentralização da geração, impulsionada pelo aumento expressivo da geração solar distribuída, também exige transformações estruturais na rede e novos modelos de negócios que sustentem o setor. Além disso, ainda temos que superar as discussões sobre a alocação dos riscos hidrológicos, a definição de sinais econômicos de preços

racionais e a avaliação dos impactos das políticas de incentivo e encargos frente ao objetivo principal de modicidade tarifária.

Perante esse modelo que, apesar do mérito de ter promovido a expansão do setor, se apresenta desgastado, 2019 justificou a enorme expectativa dos agentes com o redesenho do arcabouço regulatório e institucional.

Em paralelo às discussões regulatórias, o setor elétrico ainda observou com cautela as negociações para privatização da Eletrobras marco representativo para a consolidação da estratégia de desestatização da economia e estímulo ao livre mercado.

Esse ambiente em transformação em nada se beneficiou das incertezas políticas que demandaram maiores esforços do novo governo para aprovação das reformas econômicas prioritárias, como

a da previdência. As iniciativas de reforma no setor energético tiveram, portanto, que priorizar alterações que pudessem ser encaminhadas sem a participação do congresso.

Nesse passo, os temas tratados na CP-33 foram consolidados e passaram a figurar no plano de ação elaborado pelo Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico¹ (GTMSE), instituído por meio da Portaria MME nº187/2019, integrado entre diversas instituições: MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE. Desse modo, os objetivos do “GT da Modernização”, buscaram o desenvolvimento dos seguintes temas:

- I ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;
- II mecanismos de formação de preços;
- III racionalização de encargos e subsídios;
- IV Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- V alocação de custos e riscos;
- VI inserção das novas tecnologias; e
- VII sustentabilidade dos serviços de distribuição., de melhores soluções que permitam a modernização do Setor Elétrico, fundamentada

O documento do GT da Modernização propôs um plano de ação desdobrado em 15 frentes de atuação com 87 ações dentre as quais destacamos algumas de grande impacto, encaminhadas em diferentes esferas ao longo do ano.

A FORMAÇÃO DO PREÇO DE CURTO PRAZO

Atualmente, o preço da energia não sinaliza os custos da operação tampouco reflete as expectativas dos agentes, sendo definido por patamar de carga a cada semana operativa. Diversos estudos

foram conduzidos para que a partir de 2020 fosse possível a mudança para o preço horário racionalizando a formação do PLD.

A implantação desse modelo se dará em duas fases. Na primeira, a partir de janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico vai adotar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação. Em janeiro de 2021, se inicia a segunda fase quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica passa a utilizar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

SEPARAÇÃO LASTRO ENERGIA

Outra ação importante consistiu na análise das propostas para separação de lastro e energia no modelo de contratação. A proposta prevê a criação de mercados de energia, capacidade, potência e serviços ancilares, permitindo a melhor alocação dos custos da expansão e da confiabilidade sistêmica no contexto atual de transição.

A atual precificação conjunta de lastro e energia é prejudicial à precificação de novos empreendimentos, inviabilizando investimentos em tecnologia no país. Assim, essa proposta pode tornar os sistemas de armazenamento, ainda incipientes, mais competitivos no mercado.

Esse plano também sugere a retirada de barreiras à entrada de novas tecnologias. Destacam-se as soluções de armazenamento (baterias, hidrelétricas reversíveis e hidrogênio), usinas híbridas, energias dos oceanos, eólica *offshore* e recursos energéticos

¹ http://www.mme.gov.br/documents/1138763/0/Sum%C3%A1rio+Executivo_Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico+-+Sum%C3%A1rio+Executivo_v2.pdf/6fe65430-ca2e-490d-85fb-2a40007244ea

distribuídos (geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e eficiência energética), além de serviços ancilares. Em geral, as barreiras existentes, como regime tributário para cada tecnologia, impactam principalmente o segmento de geração.

A REVISÃO DOS INCENTIVOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Resolução Normativa ANEEL nº687/2015, além de revisar a política de incentivo introduzida pela sua antecessora RN nº 482/2012, já previa uma revisão das regras de compensação da energia não consumida e injetada na rede pelo prosumidor. Contudo, o ano de 2019 terminou com a indefinição das novas regras, estimulada pela comoção promovida pelo marketing da taxaço do sol.

A necessidade de adaptar o sistema de compensação vem do impacto que este representa para os consumidores que não migram para o modelo de geração distribuída. A adesão a esse sistema beneficia o prosumidor residencial com a isenção da remuneração da infraestrutura de distribuição proporcionalmente à energia injetada na rede, onerando os demais consumidores.

Para manter a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de eletricidade, prevista na regulação, o custo é repassado aos demais consumidores conectados na rede. Com isso, a evolução da mini e micro geração distribuída (MMGD) no sistema tem contribuído para o elevado custo da tarifa do consumidor que não possui geração própria.

Estima-se para 2021 o custo adicional em torno de R\$ 1 bilhão a ser dividido entre os consumidores no mercado cativo. Em 2027, esse valor pode alcançar R\$ 4 bilhões se a regra vigente não for alterada. Portanto, o objetivo dessa revisão é manter

o avanço da modalidade sem gerar danos passivos aos demais usuários da rede. As novas regras estão previstas para 2020, ademais os consumidores que já possuem MMGD permanecerão com o sistema de compensação em vigor até 2030.

AMEAÇA À ESTABILIDADE DAS DISTRIBUIDORAS PRIVATIZADAS

No âmbito institucional, manifestações contrárias à continuidade dos contratos de concessão impactaram as distribuidoras de energia que recentemente assumiram os contratos nos estados de Goiás e Rondônia.

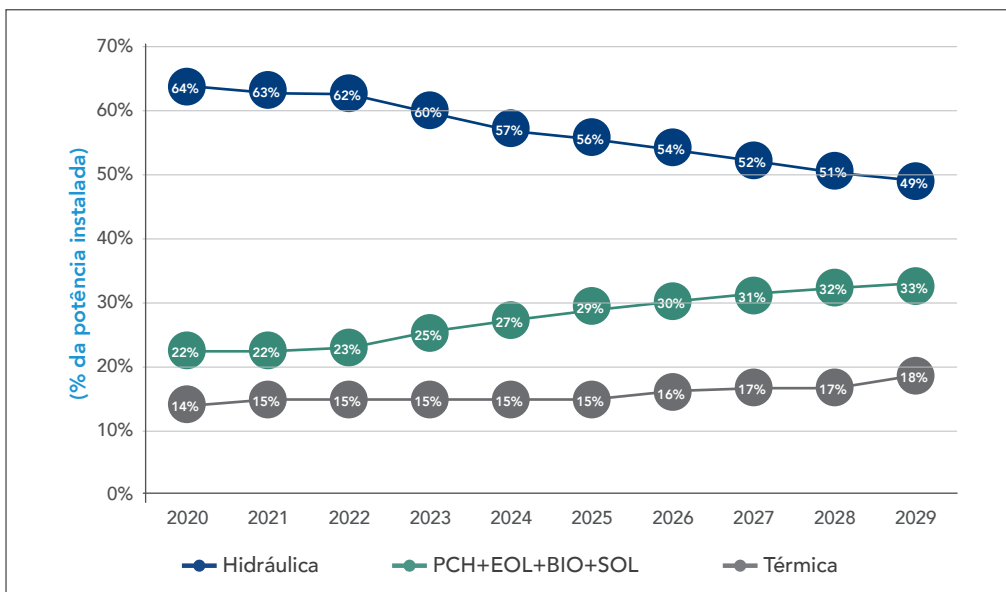
Apesar de os casos da ENEL e Energisa não configurarem instabilidade jurídica, dado que as regras do jogo foram mantidas, a constante judicialização pode parecer frágil na perspectiva de empreendedores.

Um evento de grande impacto poderia abalar a percepção de estabilidade regulatória que tem contribuído para o volume de investimentos privados necessários à expansão do setor.

PERSPECTIVA FUTURA DA EXPANSÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029) indica a importância de se manter um desenvolvimento do aproveitamento das fontes renováveis, destacando as energias eólica e solar fotovoltaica, de forma contínua e harmoniosa com o mercado. Observa-se na Figura 1 o desafio da expansão, com a perda da participação das hidrelétricas e o avanço das novas renováveis pelo seu mérito econômico. Numa abordagem sistêmica, a térmica segue num contínuo crescimento, sendo o gás natural o recurso bem posicionado para atender ao crescimento da demanda. Ainda assim, há preocupações com a integração e estabilidade da rede devido à ampla penetração das fontes renováveis (EPE, 2019).

Figura 1: Participação das fontes no desafio de expansão.

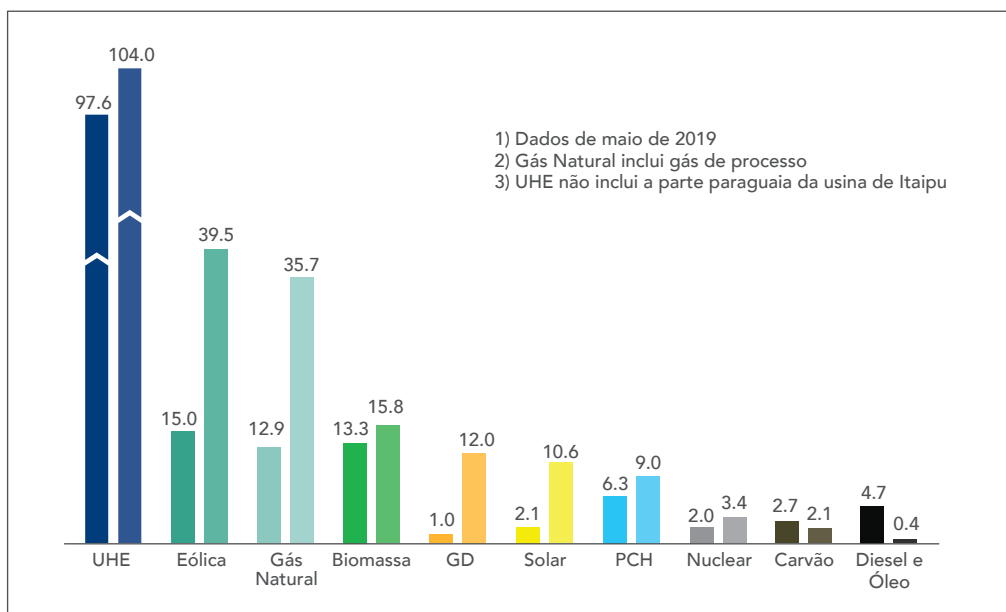


Fonte: EPE, 2019².

De modo geral, pode-se dizer que uma das principais discussões para a definição de uma nova configuração do portfólio de oferta no Brasil esbarra nos desafios relacionados à intermitência no curto prazo, ao atendimento de ponta, à capa-

cidade transmissão de grandes blocos de energia e em questões vinculadas à confiabilidade da rede. Conforme Figura 2, a expansão referência do período decenal apresenta uma oferta de geração de eletricidade predominantemente renovável.

Figura 2: Capacidade instalada 2019 e 2029 (GW).



Fonte: EPE, 2019

² <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

A projeção da capacidade instalada de MMGD alcançará 12GW em 2029, dos quais aproximadamente 90% correspondem à geração solar fotovoltaica, principalmente na baixa tensão. Segundo o cenário adotado pela EPE (2019), 1,3 milhão de consumidores deverão adotar esse recurso distribuído, o que representará em torno de 2,3% da carga total nacional.

O plano decenal prevê a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética em 2030, com 33% de fontes renováveis, excluindo as hídricas; além da expansão do uso doméstico dessas fontes, aumentando a parcela de energias renováveis no fornecimento de eletricidade para ao menos 23% até 2030. Numa análise complementar na expansão de oferta de eletricidade, o PDE 2019 considera a possibilidade de energia solar térmica nas indústrias, nesse caso com o foco no aproveitamento calor.

Ainda no plano decenal, vale mencionar que o Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá crescer 43%, alcançando 142 mil quilômetros de linhas de transmissão. Com as descobertas de petróleo e gás

na área do pré-sal espera-se grandes desafios no âmbito de exploração e logística de escoamento, considerando a profundidade e distância da costa dos campos a serem explorados.

Em resumo, o ano de 2019 foi de muitas realizações e de continuidade do projeto de reestruturação do marco legal. As perspectivas de continuidade nas reformas, expansão de um mercado mais livre e mais competitivo além da ampliação das novas fontes renováveis na matriz reforçam os desafios para o ano que se inicia.

Diante da expectativa de retomada do crescimento econômico e do movimento global de transição energética, o consumidor de energia deve cada vez mais se apropriar das novas tecnologias como a da geração distribuída, redes inteligentes e módulos de armazenamento, bem como buscar maior autonomia diante da expansão do mercado livre para o varejo.

O setor elétrico brasileiro se depara com uma tarefa bastante ambiciosa que se reveste de grande oportunidade para o país.



Adriana Gouvêa é graduada em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestra em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Sua linha de pesquisa envolveu uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil. Possui pós-graduação em Engenharia de Processo pela PUC-RJ e Engenharia de Processamento de Gás Natural na UFRJ. Experiência como Engenheira de Processo em projeto de engenharia básica da Petrobras nas áreas de abastecimento e E&P. Como Pesquisadora na FGV Energia, atua nas áreas do setor elétrico brasileiro e de energias renováveis.



Felipe Gonçalves é doutorando em Sistemas Computacionais da Engenharia Civil e Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ. Engenheiro de Produção com mais de 15 anos de experiência na gestão de operações, otimização de sistemas produtivos e planejamento estratégico organizacional. Após atuação no setor de varejo – onde participou do projeto desenvolvimento do Arranjo Produtivo Sul Fluminense em convênio com o Governo do Estado do RJ – atuou como Engenheiro de Processos do Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS, gerenciando projetos de Business Intelligence e de automação do acompanhamento da integração de usinas e linhas de transmissão ao SIN. Em 2010 se tornou Superintendente da Rede de Conveniadas da FGV, sendo responsável pela gestão da rede cursos de educação executiva e MBA com mais de 1.000 turmas simultâneas e um total de 40.000 alunos. Desde 2014 participa da

criação e implantação do Think Tank FGV Energia, Centro de Estudos em Energia da FGV.



Gláucia Fernandes é Pesquisadora na FGV Energia e Coordenadora Adjunta do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Economista pela Universidade Federal de Viçosa (UFV). Obteve o título de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e os títulos de Doutor em Finanças e Pós-doutor em Engenharia Industrial pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisadora visitante na University of Texas at Austin - McCombs School of Business. Foi Pesquisadora do Núcleo de Energia e Infraestrutura - NUPEI, no Departamento de Administração da PUC-Rio. Foi Assessora do Mestrado de Matemática Profmat, com núcleo no IMPA. Dentre seus interesses destacam-se: análise de risco, análise de projetos & investimento, estrutura de capital, modelos de opções com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.

* 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	out-19	MoM	Acumulado*
Produção	2.963.895,0	1,3%	828.511.847,0
Consumo Interno	1.615.982,5	-11,5%	522.111.119,9
Importação	95.924,5	-47,8%	55.488.882,5
Exportação	1.195.740,3	-7,7%	364.168.814,3

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

MoM – month over month

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O mês de outubro/19 apresentou produção diária de 2,96 MMbbl/d, volume 1,3% superior aos 2,93 MMbbl/d produzidos em setembro/19 (Tabela 1.1). Os maiores incrementos na produção por sistema produtivo ficaram com o FPSO Cidade de Mangaratiba (60,6 Mboe/d) no campo de Lula, a P-76 (51,7 Mboe/d) no campo de Búzios e o FPSO Pioneiro de Libra (43,2 Mboe/d) no campo de Mero. Por outro lado, variações negativas ocorreram na P-74 (79,6 Mboe/d) no campo de Búzios, na P-50 (16,8 Mboe/d) e na P-58 (12,2 Mboe/d), no Parque das Baleias.

A Petrobras anunciou em 28 de novembro o seu novo Plano Estratégico 2020-2024, o primeiro totalmente elaborado pela nova gestão da empresa. Entre as principais iniciativas, cabe destacar a busca pela maximização do retorno sobre o capital empregado e por custos mais baixos, a redução de custo de capital, a meritocracia e o respeito às pessoas, meio ambiente e segurança. A empresa prevê, entre outras metas, uma produção de 3,5 MMboed com o auxílio de 13 novos sistemas de produção¹.

¹ Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16065/FR-Novo%20PNG%202020-24-Portugues-FINAL.pdf>

Segundo dados da ANP, em outubro/19, 96,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,3% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.221 poços, sendo 655 marítimos e 6.568 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, sua produção foi oriunda de 111 poços e chegou a 1,91 MMbbl/d de óleo e 77,6 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,39 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia) em outubro/19. O montante representa 63,1% da produção total do país.

Com respeito às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,0% da produção em outubro/19 (Figura 1.1). A empresa reportou em seu Plano Estratégico 2020-2024 um aporte de investimentos de US\$ 64,3 bilhões em ativos de E&P, sendo 77% deles dedicados ao desenvolvimento da produção de ativos. O maior deles, o campo de Búzios na bacia de Santos, absorverá um total de US\$ 18 bilhões, já considerando a aquisição dos volumes excedentes ao contrato da cessão onerosa no leilão do mês passado.

Ainda sobre Búzios, a Petrobras aprovou o escopo do projeto que considera os volumes excedentes ao contrato da cessão onerosa. Serão ao todo mais sete unidades (hoje o projeto conta com quatro instaladas

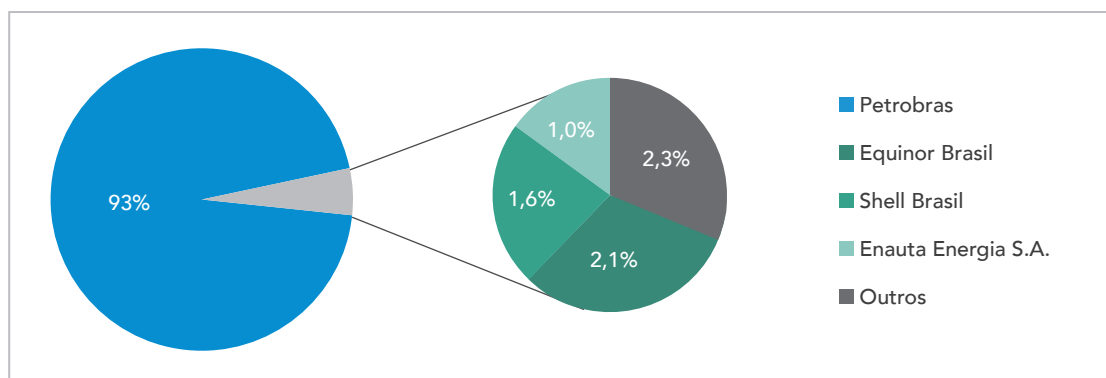
e uma sendo construída) de pelo menos 180 Mbbl/d. A primeira das unidades, Búzios 6, já consta na programação de entrada de unidades de produção para 2024 e deve ser licitada já em 2020. Concretizando as 12 unidades, o projeto terá capacidade instalada de mais de 2 MMboe/d, mas dificilmente alcançará essa marca, devido a paradas para manutenção e ajuste da curva de produção prevista para o campo.

A participação da Equinor Brasil diminuiu para 2,1%, com o decréscimo de 8,1 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa declarou que planeja perfurar até 40 poços em 2020, e que a maior parte dos seus investimentos internacionais terá como foco o Brasil.

A Shell aumentou ligeiramente seu patamar de campos operados em outubro/19 para 1,6%. A produção do campo de Argonauta aumentou 7,0 Mbbl/d, apesar da queda na produção de Bijupirá de 1,2 Mbbl/d no mês. A anglo-holandesa reportou indícios de petróleo no bloco de Alto de Cabo Frio Oeste, adquirido na terceira rodada do pré-sal em consórcio com a CNOOC (20%) e a QPI Brasil (45%) e localizado na bacia de Santos.

A Enauta assumiu o quarto lugar da Total elevando sua parcela em outubro/19 para 1,0% do total. O aumento esteve vinculado ao poço 7-ATL-3H-RJS do campo de Atlanta.

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



Fonte: ANP, 2019.

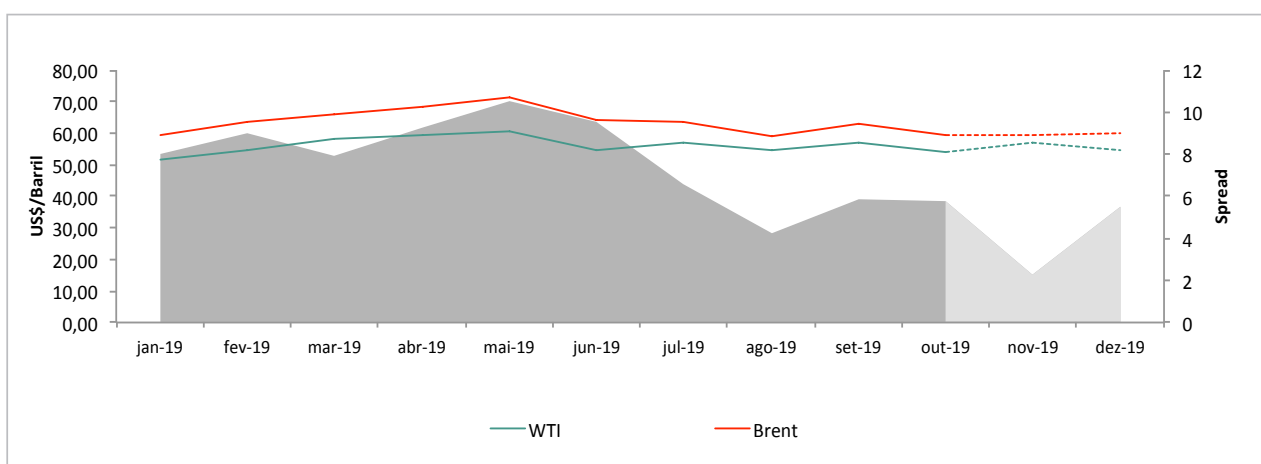
A PetroRio reportou a aquisição dos 30% de participação remanescente do consórcio de Frade junto à Petrobras. A negociação ficou em US\$ 100 milhões. Agora a empresa detém toda a concessão e planeja perfurar, até 2021, sete poços no campo, sendo quatro produtores e três injetores. A aquisição também elevará consideravelmente a produção da empresa, que já vinha apresentando alta nos últimos meses.

Analisando os preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico

1.2), a média de preços do óleo tipo Brent diminuiu em outubro, atingindo US\$ 59,71/bbl. O WTI também reduziu, chegando a US\$ 53,96/bbl.

Apesar dos avanços registrados na relação econômica entre EUA e China nas últimas semanas, os EUA reportaram uma estabilização nos seus estoques no fim de novembro, contribuindo para um aumento nos preços da *commodity*, que chegaram aos níveis mais altos desde setembro (WTI cotado a US\$ 61,04/bbl e Brent a US\$ 66,27/bbl).

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 outubro de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve queda na sua produção de petróleo, com exceção do Maranhão, Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro e São Paulo, os dois últimos os maiores produtores do país.

A produção potiguar aumentou muito em função do campo de Ubarana, enquanto a maranhense esteve vinculada ao Parque dos Gaviões, operado

pela Eneva e que utiliza um modelo de negócio em que a produção está vinculada ao despacho de usinas termelétricas, usualmente maior em épocas de secas no país. Com relação a produção paulista, a melhora nos números está vinculada ao conjunto de Sapinhoá e seu Entorno. Por fim, o Rio de Janeiro teve alguns sistemas com incremento de produção devido a *ramp-up* e outros que tiveram fim de serviços de manutenção. A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	out-19	MoM	Acumulado*
AL	Onshore	3.016	-0,3%	769.495
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	17.800	-2,8%	5.750.560
BA	Onshore	28.175	-3,8%	8.446.617
	Offshore	495	-4,2%	116.205
CE	Onshore	849	-0,2%	264.964
	Offshore	4.358	-4,6%	1.284.071
ES	Onshore	10.752	-5,9%	2.863.553
	Offshore	291.327	-1,3%	84.263.062
MA	Onshore	99	3,3%	14.410
RJ	Offshore	2.249.162	1,6%	617.500.761
RN	Onshore	32.442	0,4%	10.259.112
	Offshore	4.209	46,3%	1.443.856
SP	Offshore	305.990	1,7%	91.080.299
SE	Onshore	11.452	0,2%	3.394.367
	Offshore	3.770	-19,1%	1.077.086
Total		2.963.895	1,2%	828.536.732

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal iniciou a divulgação de uma oportunidade na bacia de Pelotas, no Rio Grande do Sul. A concessão BM-P-2, que abriga quatro blocos exploratórios, é dividida igualmente com a Total e as empresas devem desinvestir em conjunto, entre 30 e 65% da participação na concessão.

Outra oportunidade que obteve avanço foi a de venda de 100% da participação da estatal em 15 blocos exploratórios em terra², localizados na bacia de Sergipe-Alagoas. As concessões, que agora estão em fase vinculante, são oito exclusivas da Petrobras e as outras sete em consórcio com a Nova Petróleo.

² São eles: SEAL-T-61_R11, SEAL-T-112_R12, SEAL-T-165_R12, SEAL-T-177_R12, SEAL-T-359_R12, SEAL-T-372_R12, SEAL-T-383_R12 e SEAL-T-384_R12, SEAL-T-279_R12, SEAL-T-280_R12, SEAL-T-291_R12, SEAL-T-292_R12, SEAL-T-345, SEAL-T-346_R12 e SEAL-T-360_R12.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.4 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em outubro de 2019, as importações de derivados tiveram alta em razão

dos preços mais amenos das commodities, embora o consumo interno dos derivados tenha oscilado consideravelmente entre os mesmos.

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

Combustível	Agregado	out-19	MoM	Acumulado*
Gasolina A	Produção	394.000	-2,5%	125.501.844
	Consumo	492.078	4,1%	144.882.751
	Importação	83.300	22,6%	24.456.981
	Exportação	75.130	30,0%	16.303.664
Diesel S10	Produção	666.638	-5,7%	214.254.029
	Consumo	977.971	-4,6%	590.284.164
	Importação	314.813	20,8%	64.250.886
	Exportação	430	-1,8%	169.273
GLP	Produção	113.560	-14,2%	38.253.365
	Consumo	234.117	1,9%	69.348.265
	Importação	95.906	352,0%	2.973.094
	Exportação	10	-3,3%	2.737
QAV	Produção	80.095	-14,3%	31.468.404
	Consumo	117.483	-0,2%	36.551.538
	Importação	21.939	-	5.878.326
	Exportação	33.018	-5,4%	10.925.039
Óleo Combustível	Produção	232.270	10,1%	58.356.119
	Consumo	33.455	5,4%	10.322.671
	Importação	0	-	353.476
	Exportação	156.177	43,3%	37.577.417

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, a Petrobras iniciou a etapa de *teaser* para venda dos 10% de participação remanescentes que possui na Transportadora Associada de Gás (TAG). A Engie, detentora dos outros 90%, já afirmou que deverá

manifestar interesse na oferta, a fim de possuir a totalidade da empresa. Vale lembrar que a aquisição dos 90% que hoje possui custou à Engie e ao fundo Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) cerca de R\$ 33,5 bilhões.

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

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

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	128,9	-3,3%	14,1%	1063,2	5,9%
Produção Indisponível	66,9	-8,0%	10,0%	567,8	10,5%
Reinjeção	44,1	-11,9%	11,6%	364,3	14,0%
Queima	3,3	-1,2%	5,5%	41,7	21,4%
Consumo interno em E&P	14,8	0,0%	2,8%	125,1	2,2%
Absorção em UPGN's	4,7	4,2%	24,9%	36,8	-7,4%
Oferta de gás nacional	61,9	2,2%	18,9%	495,4	0,7%
Oferta nacional/Prod. Bruta	48%	5,7%	4,2%		
Importação	29,9	-1,5%	-37,2%	226,3	-26,4%
Gasoduto	17,4	9,9%	-29,1%	140,2	-48,1%
GNL	12,6	-13,9%	-45,8%	86,1	9,0%
Oferta de gás nacional + Importação	91,9	0,9%	-7,9%	721,6	-7,8%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

Em setembro/2019³, a produção bruta de gás natural foi de 128,9 MMm³/dia (Tabela 2.1). Esse volume foi 3,3% menor do que agosto/2019 e 14,1% superior a setembro do ano passado. Segundo o MME, neste

mês, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 73,4% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos repre-

³ Os dados de gás natural fornecidos pelo MME são defasados em 3 meses.

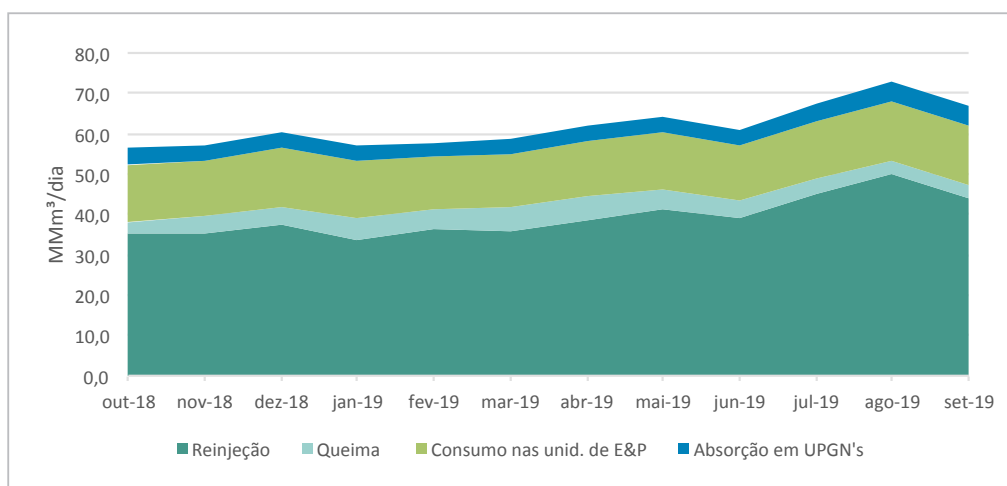
sentaram 79% da produção nacional, três são de gás não associado – Mexilhão, Manati e Gavião Caboclo.

A produção indisponível em setembro/2019 foi de 66,9 MMm³/dia, 8,0% inferior a produção indisponível de agosto/2019 e 10,0% maior do que a de setembro/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou decréscimo de 11,9% em relação a agosto/2019, ficando 11,6% maior do que o volume reinjetado em setembro de 2018.

Observou-se queda na queima de gás natural de 1,2% na comparação com agosto, porém aumento de 5,5% em relação ao mês de setembro de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Búzios e Marlim, com os maiores volumes vindo do FPSO Cidade de Maricá e das plataformas Petrobras 69 e Petrobras 77.

A variação dos últimos 12 meses da produção indisponível de gás natural no Brasil pode ser vista no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em setembro foi de 61,9 MMm³/dia, 48% da produção nacional bruta, ficando 2,2% acima do produzido em agosto/2019 e 18,9% maior que setembro de 2018. De acordo com o MME, de janeiro a setembro de 2019, 46,6% do volume total de gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.

A importação total em setembro foi de 29,9 MMm³/dia, representando uma queda de 1,5% em relação a agosto e 37,2% inferior a setembro de 2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 17,4

MMm³/dia, registrou acréscimo de 9,9% em relação ao mês anterior.

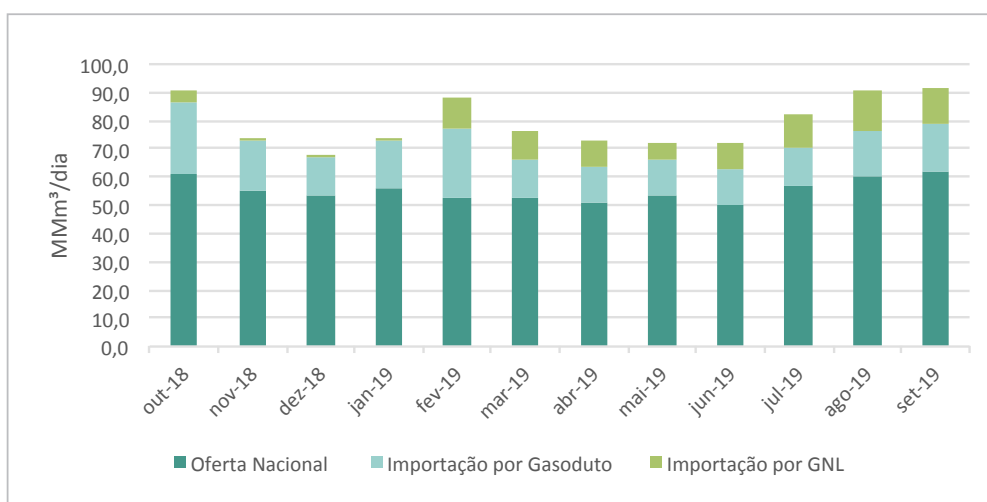
A importação de GNL registrou uma queda de 13,9%, indo de 14,60 MMm³/d para 12,60 MMm³/d, e caindo 45,8% na comparação anual. A origem da carga importada foi EUA, Nigéria, Guiné Equatorial e Trinidad e Tobago e o porto de entrada foi Salvador – BA.

A oferta total de gás natural em setembro, somando produção nacional e importação, foi de 91,9 MMm³/dia, 0,9% superior ao mês anterior. Vale destacar

que no ano de 2019, 69% do volume total ofertado ao mercado foi de origem nacional, enquanto 62% do gás importado foi de origem boliviana.

No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional e o volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta total de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

B) CONSUMO

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

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	37,3	1,3%	-4,6%	336,2	-6,7%
Automotivo	7,2	20,2%	15,0%	56,0	5,1%
Residencial	1,6	3,2%	4,6%	11,4	0,5%
Comercial	1,0	7,9%	7,9%	8,2	8,7%
GEE	38,0	2,6%	-8,6%	227,7	-15,0%
Cogeração	2,6	3,9%	-8,7%	24,5	-3,0%
Total	87,7	3,4%	-4,9%	664,0	-8,5%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

A demanda total de gás natural (Tabela 2.2) em setembro/2019, foi de 87,7 MMm³/dia, 3,4% acima do volume demandado no mês anterior. O setor industrial consumiu 37,3 MMm³/dia, com ligeira variação positiva de 1,3% em relação a agosto.

Ainda em setembro, a geração de energia elétrica (GEE) demandou 38,0 MMm³/dia, registrando aumento de 2,6% em relação a agosto, devido à

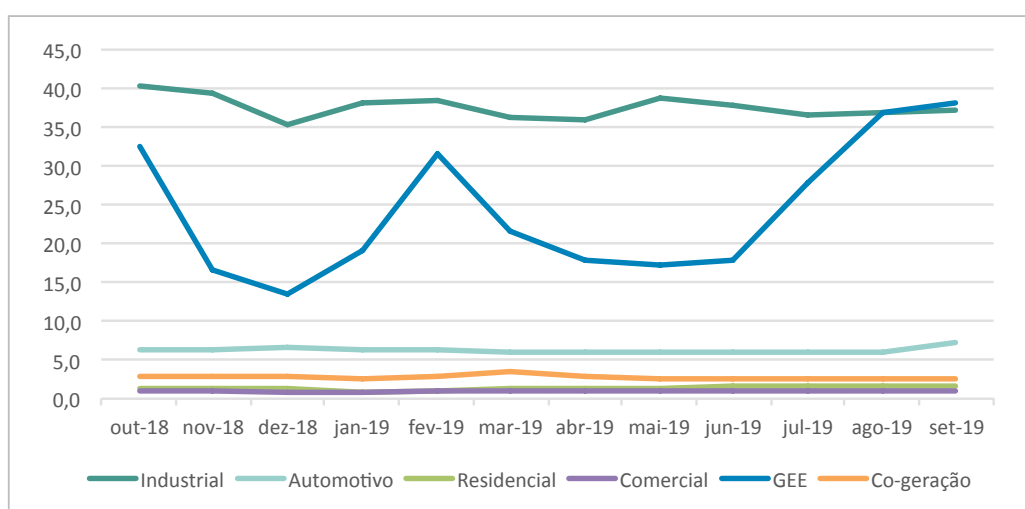
valorização do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 214 R\$/MWh para 218 R\$/MWh. Na comparação anual (setembro/2019 contra setembro/2018), o consumo para GEE caiu 8,6%. De acordo com o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 38 complexos de usinas, das quais 15 são bicombustíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético).

O setor automotivo registrou um aumento de 20,2% no consumo de gás natural em relação a agosto/2019, atingindo 7,2 MMm³/dia. Assim como os outros setores citados, a demanda residencial aumentou em relação ao mês anterior e obteve variação positiva de 3,2%. O consumo para cogeração teve variação positiva de 3,9%

em relação a agosto, consumindo 2,6 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 92% 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 com base em dados do MME.

C) PREÇOS

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

	set-19	set-19/ago-19	set-19/set-18
Henry Hub	2,58	16,2%	-15,5%
GNL no Japão	10,14	-6,7%	-10,4%
NBP¹	4,14	6,7%	-56,4%
GNL no Brasil²	3,81	-6,8%	-60,9%
Gasoduto Brasil-Bolívia³	8,63	-0,8%	16,9%
PPT⁴	4,19	-0,4%	-1,9%
City Gate	8,91	-2,4%	19,5%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	20,53	0,0%	9,2%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	17,59	0,3%	12,1%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	15,60	0,1%	12,8%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,07	0,1%	12,5%

Fonte: Elaboração própria com base em 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 2,58 US\$/MMBtu, em setembro/2019, apresentando valorização de 16,2% em relação a agosto/2019 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de setembro, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o *Henry Hub* foi negociado a 2,19 US\$/MMBtu (30 de dezembro de 2019)⁴.

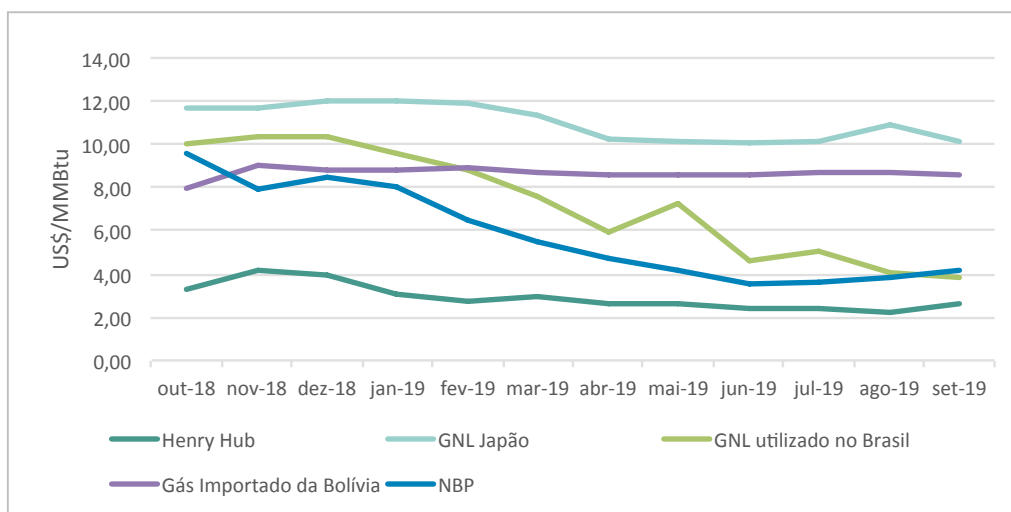
O preço do GNL internalizado no Brasil foi de 3,81 US\$/MMBtu, menor valor no ano de 2019 até agora, com desvalorização de 6,8% em relação a agosto/2019 e com queda de 60,9% em relação a setembro/2018. O gás boliviano também apresentou baixa no preço comparado a agosto/2019, caindo 0,8%, sendo precificado a

8,63 US\$/MMBtu, ficando 16,9% acima do preço de setembro do ano passado.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do GNV permaneceu estável em relação ao mês anterior, fechando em 20,53 US\$/MMBtu, porém 9,2% acima do valor de setembro/2018. Houve uma ligeira alta nos preços do gás que é fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, aos valores de 17,59 US\$/MMBtu, 15,60 US\$/MMBtu e 15,07 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 com base em dados do MME e Banco Mundial.

⁴ Valores retirados do website <https://www.investing.com/>.

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- A Petrobras publicou que irá fazer um IPO (oferta pública de ações, em inglês) para vender um conjunto de suas térmicas a gás e um outro IPO para vender sua participação na Gaspetro.

Para o caso das térmicas a gás, o objetivo é criar uma empresa de geração de energia elétrica com cerca de 15 térmicas integradas. Já para a Gaspetro – empresa que possui 51% de sua participação controlada pela Petrobras e que está em 20 das 27 distribuidoras estaduais de gás no país – uma lista com as distribuidoras ainda deverá ser definida⁵.

Vale constar que a venda desses ativos está em linha com o plano de desinvestimento da Petrobras.

- Ainda sobre a Petrobras, a estatal anunciou o início do arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL de Salvador – BA. Com vazão máxima de 20 MMm³/dia, o terminal possui um píer tipo “ilha” com todas as facilidades necessárias para atracação e amarração de um navio de regaseificação e armazenamento de gás natural (FSRU) diretamente ao píer e de um navio supridor a contrabordo do FSRU, além de um gasoduto de 45 km de extensão, interligando o terminal a dois pontos de entrega⁶.
- A estatal também anunciou o *teaser* referente à venda dos 10% restantes da sua participação na Transportadora Associada de Gás (TAG). Vale

lembrar que em junho deste ano, 90% da sua participação foi comprada pela Engie⁷.

- Está marcada para o mês de dezembro a reunião entre a Petrobras e o Ministro de Hidrocarburos da Bolívia, Víctor Zamora. O intuito da reunião é a retomada da negociação com a YPF – estatal petrolífera boliviana – sobre o aditivo do contrato de fornecimento de gás boliviano. O vencimento do contrato atual é no dia 31 de dezembro deste ano⁸.

O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, afirmou que a estatal brasileira avalia reduzir a importação de gás boliviano para uma vazão de 12 MM a 20 MMm³/dia. Atualmente o volume de gás importado está entre 24 MM e 31 MMm³/dia⁹.

- Ainda sobre o assunto, o superintendente de Infraestrutura e Movimentação da ANP, Hélio Bisaggio, afirmou que a chamada pública da TBG para contratação de capacidade no Gasoduto Bolívia-Brasil – que está parada desde outubro – será retomada no primeiro trimestre de 2020¹⁰.

Porém, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) pediu ao Cade que seja limitada a atuação da Petrobras na chamada pública, pois de acordo com a Associação, a Petrobras ainda tem um saldo de 24 bilhões de m³ com a estatal boliviana, o que significaria usar toda a capacidade do Gasbol por dois anos e três meses¹¹.

⁵ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/ipo-para-distribuidoras-e-termicas/>

⁶ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/terminal-de-gnl-em-arrendamento/>

⁷ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-anuncia-teaser-da-tag/>

⁸ Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/retomada-negociacao-com-a-bolivia/>

⁹ Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-pode-reduzir-importacao-de-gas-para-12-milhoes-de-m%C2%B3-dia/>

¹⁰ Disponível em: <https://epbr.com.br/chamada-publica-do-tbg-sera-retomada-no-primeiro-trimestre-de-2020-diz-agencia/>

¹¹ Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/conteudo/20949/Abegas-aciona-Cade-para-impor-limite-a-Petrobras-no-gasoduto-Bolivia-Brasil-TCC>

- A Golar Power Latam - uma *joint venture* formada entre a norueguesa Golar LNG e o fundo Stonepeak - e a Alliance GNLog pretendem instalar até 35 postos de abastecimento de GNL para veículos pesados no país. O projeto planeja criar corredores azuis, que são vias com rede de postos de abastecimento de GNL para caminhões, em dez estados brasileiros, como forma de substituir o uso do diesel por GNL.

Segundo o CEO da Golar Power, Eduardo Antonello, “com a abertura do mercado promovida pelo governo federal e as recentes mudanças no marco regulatório do gás, vamos ter um cenário extremamente favorável para reduzir a dependência da importação do diesel e promover a ‘interiorização’ do GNL, já que esse energético pode ser facilmente transportado para regiões que ainda não contam com gasodutos”¹².

¹² Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/golar-power-fornece-gnl-para-caminhoes/>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

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

	out-19	acum-19	out-19/set-19	out-19/out-18	acum-19/acum-18
Etanol	4.677,7	31.953,2	-4,2%	42,0%	8,1%
Anidro	1.406,0	9.360,2	5,1%	50,2%	8,4%
Hidratado	3.271,7	22.593,1	-7,7%	38,7%	8,0%
Biodiesel	582,7	4.838,2	4,4%	16,5%	10,4%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

Em outubro/19, foram produzidos 4,7 bilhões de litros de etanol – 1,4 bilhão de litros de anidro e 3,3 bilhões de litros de hidratado (Tabela 3.1). Em relação a setembro/19, houve queda de 4,2% na produção total do biocombustível, como resultado da aproximação do final da safra. Segundo a Unica¹³, até primeiro de novembro de 2019, 67 unidades do Centro-Sul haviam encerrado a safra, contra 52 usinas até a mesma data de 2018.

Na comparação com outubro de 2018, a produção de etanol registrou alta de 42,0%. Já no acumulado de janeiro a outubro de 2019, foram produzidos quase 32 bilhões de litros, 8,1% a mais do que no mesmo período do ano passado.

De acordo com a Unica, no acumulado desde o início do ciclo 2019/2020, a moagem de cana da região Centro-Sul alcançou 542,9 milhões de toneladas, 6,3% acima das 511,0 milhões de toneladas

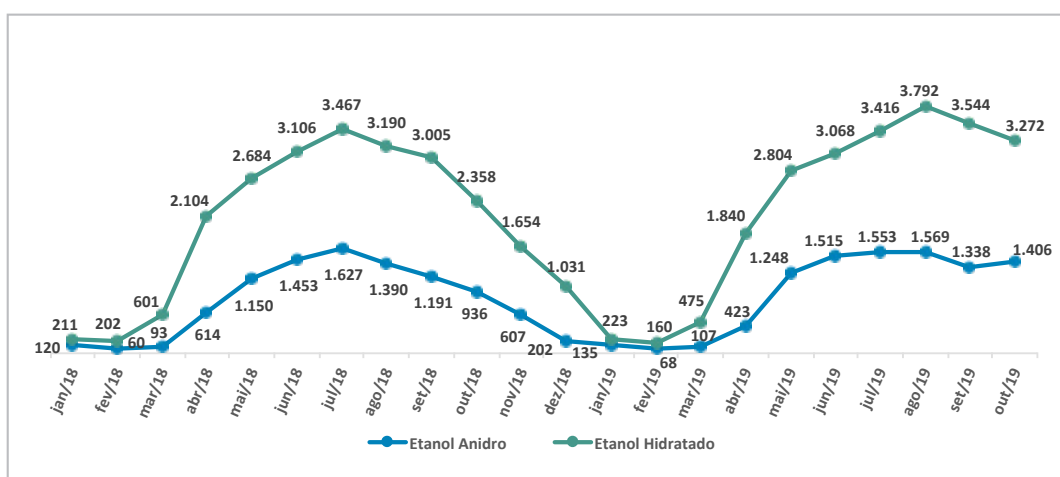
¹³ Disponível em: https://www.novacana.com/pdf/11112019111153_Unica-111119.pdf

processadas no mesmo período de 2018. Além disso, o percentual da matéria-prima destinado à produção de etanol aumentou de 64,2%, em 2018, para 64,9% em 2019.

Em seu mais recente relatório de acompanhamento de safra, a Conab¹⁴ estima uma produção de 642,7 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra 2019/20, o que representa um crescimento

de 3,6% em relação à safra anterior. A produção de etanol é estimada em 35,5 bilhões de litros (33,8 bilhões a partir de cana-de-açúcar e 1,7 a partir de milho). O volume de etanol a partir de cana deverá registrar crescimento de 4,6% em relação à safra passada, quando foram produzidos 32,4 bilhões de litros. Já o percentual de destinação da cana para a produção de etanol deverá alcançar 64,7%, enquanto no ciclo 2018/19 ficou em 64,5%.

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

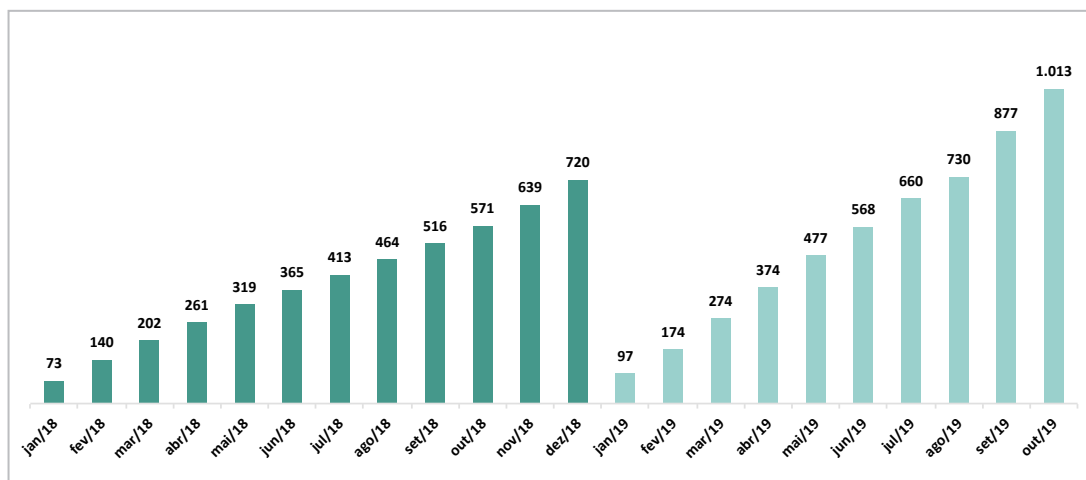
Etanol de milho

Entre janeiro e outubro de 2019, foram produzidos mais de um milhão de litros de etanol a partir de milho, quase 300 mil litros a mais do que em todo o ano de 2018 (Gráfico 3.2).

As projeções da Conab em relação ao etanol de milho – 1,7 bilhão de litros na safra 2019/20 – mostram um crescimento de 114,0% na comparação com os 791 milhões de litros produzidos no ciclo 2018/19.

¹⁴ Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana>

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



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Unica.

Biodiesel

A produção de biodiesel alcançou 582,7 milhões de litros em outubro/19. O volume representa crescimento de 4,4% em relação a setembro/19 e de 16,5% quando comparado com outubro/18 (Tabela 3.1). No acumulado dos dez meses do ano, a oferta de 2019 supera em 10,4% o mesmo período do ano passado.

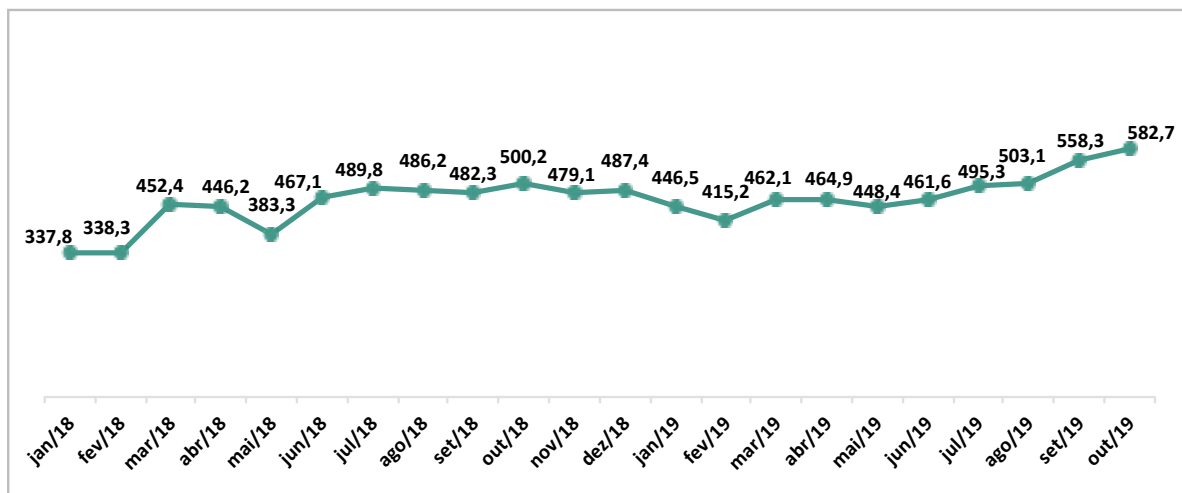
No 68º Leilão da ANP foram adquiridos 1,14 bilhão de litros do biocombustível para setembro e outubro e a produção desses meses correspondeu a 100% do volume negociado. O leilão foi o primeiro

com a obrigatoriedade de adição de 11% de biodiesel ao óleo diesel. Já no 69º Leilão, para os meses de novembro e dezembro de 2019, foram adquiridos 1,06 bilhão de litros, 6,8% a menos que no certame anterior.

A capacidade instalada da indústria é de 9,0 bilhões de litros anuais, ou cerca de 753 milhões de litros mensais, segundo a EPE¹⁵. Em 2019, mais de 6,0 bilhões de litros foram negociados em leilões, quase 9,0% a mais do que os 5,5 bilhões negociados nos leilões de 2018.

¹⁵ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-apresenta-seminario-de-petroleo-gas-e-biocombustiveis>

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

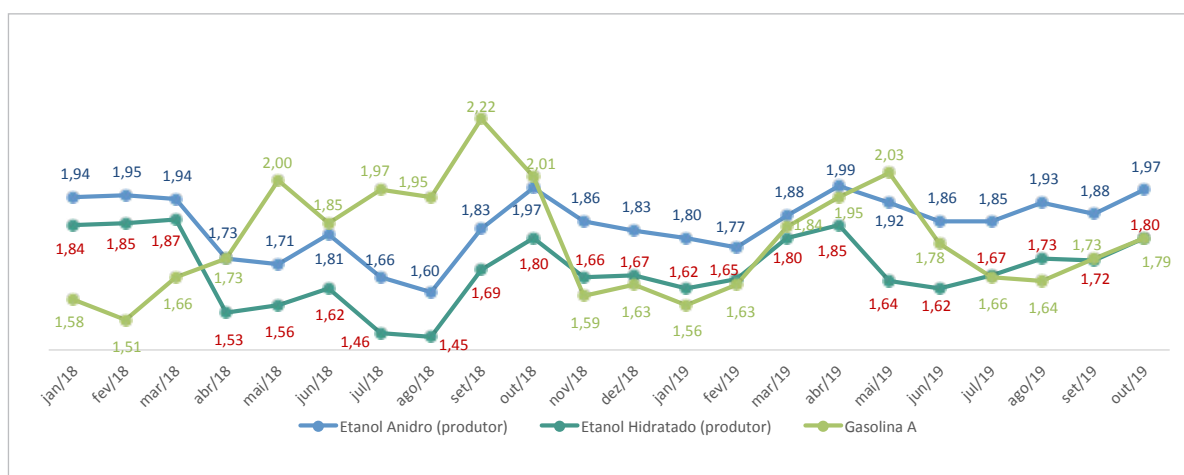
B) PREÇOS

Etanol

Os preços de etanol ao produtor registraram aumentos de 4,7% (anidro) e 4,8% (hidratado) em outubro/19, nas usinas de São Paulo, conforme dados do indicador Cepea/Esalq¹⁶. O anidro foi cotado a R\$ 1,97 enquanto o hidratado foi cotado a R\$ 1,80 (Gráfico 3.4). De acordo com o Cepea/

Esalq, a forte demanda na ponta varejista tem mantido os preços dos etanóis em alta no estado. Já a gasolina apresentou aumento de 4,0% em relação a setembro/19, custando R\$ 1,79 em outubro (preço ao produtor). Pelo segundo mês consecutivo, o derivado teve preço muito próximo à cotação do etanol hidratado nas usinas.

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



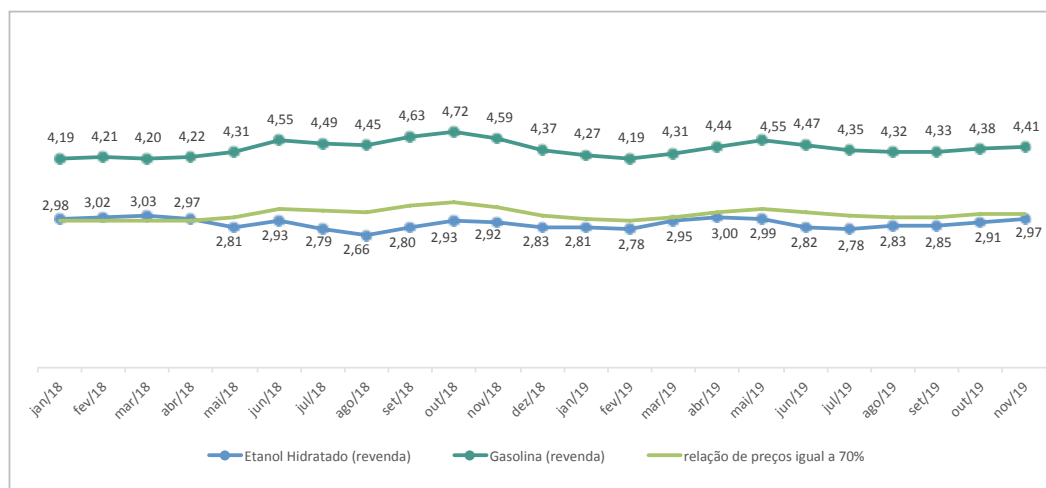
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP e Cepea/Esalq.

¹⁶ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>

O preço médio de revenda do etanol hidratado aumentou 2,3% em novembro, chegando a R\$ 2,97, enquanto a gasolina registrou alta de 0,8%, sendo cotada a R\$ 4,41 (Gráfico 3.5). A relação entre os preços dos combustíveis, que estava em 66,3% em

outubro, subiu para 67,4%, em novembro, reduzindo a competitividade do renovável. De acordo com dados da ANP, os estados com relação de preços favorável para o biocombustível em novembro foram Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e São Paulo.

Gráfico 3.5 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

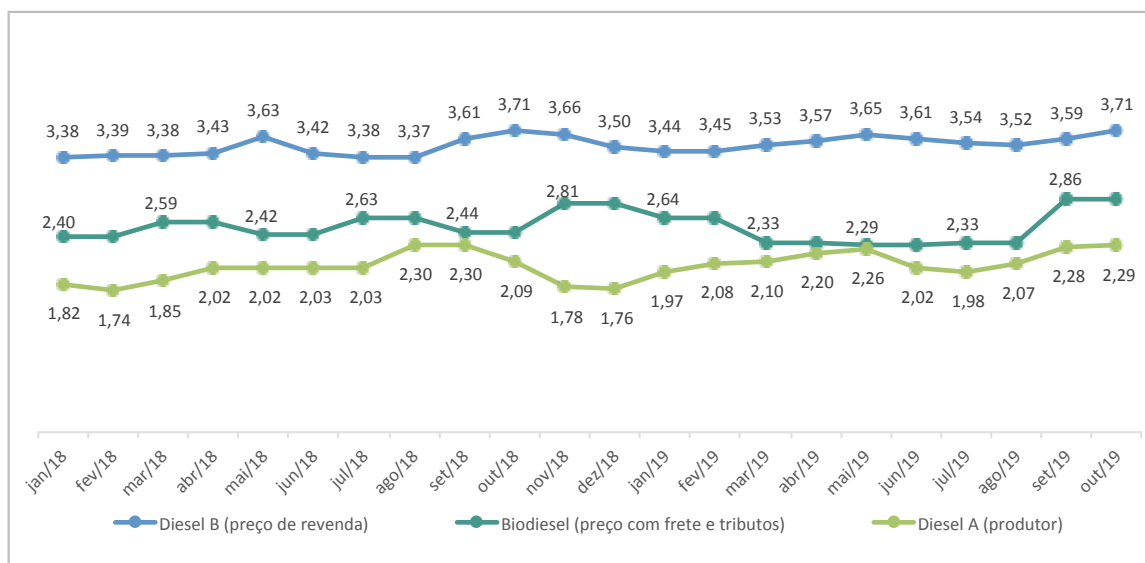
Biodiesel

No primeiro leilão para atendimento ao B11 (68º Leilão de Biodiesel da ANP), o biocombustível foi negociado ao preço médio de R\$ 2,86, valor 22,7% acima do registrado no certame anterior. No leilão seguinte, o biodiesel foi adquirido a R\$ 3,08 para os meses de novembro e dezembro. A alta acumulada desde julho é de 32,0%, o que pode provocar elevação no preço do diesel ao consumidor. Destaca-se, contudo que de agosto a outubro o preço do diesel ao produtor acumula alta de 10,5% (Gráfico 3.6).

A alta dos preços do óleo de soja tem impactado o custo do biodiesel. Segundo pesquisadores do Cepea, o aumento está atrelado à baixa disponibilidade do óleo alimentício nas indústrias, em um momento em que a demanda doméstica segue bastante aquecida. Em novembro, o preço do óleo de soja teve média de R\$ 3.454,57/tonelada, a mais alta na série histórica do Cepea (em termos nominais), 4,9% acima da registrada em outubro, e a maior desde dezembro de 2016 (em termos reais), de acordo com o portal BiodieselBR¹⁷.

¹⁷ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/materia-prima/soja1/ao-custo-de-r-3-6-mil-a-tonelada-preco-do-oleo-de-soja-atinge-recorde-aponta-cepea-031219>

Gráfico 3.6 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel A e B, em R\$/l



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP.

C) CONSUMO

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

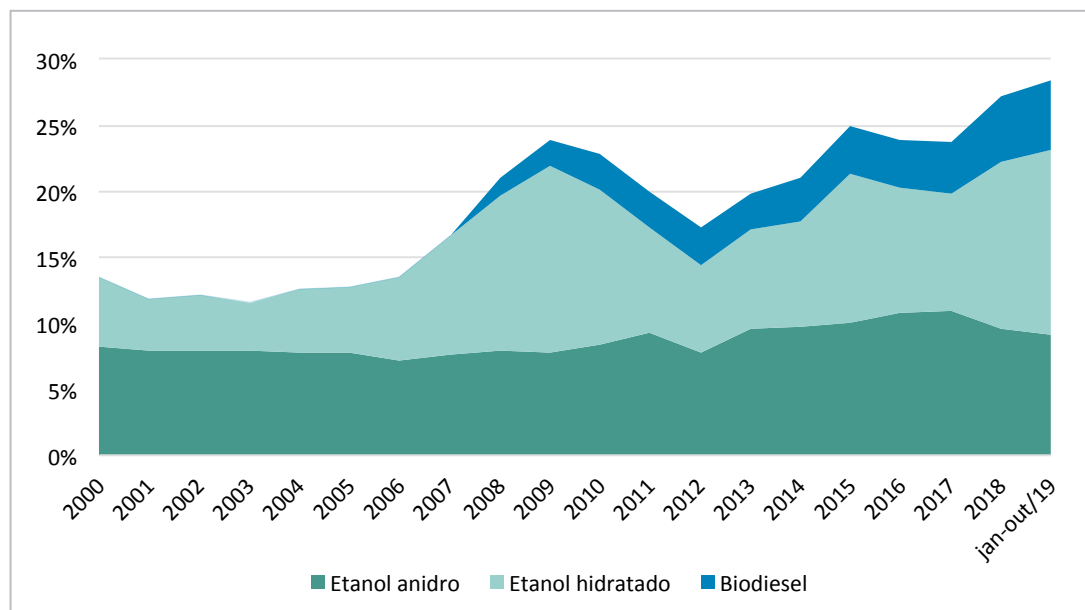
	out-19	acum-19	out-19/set-19	out-19/out-18	acum-19/acum-18
Etanol	2.952,9	26.897,7	9,1%	2,3%	12,1%
Anidro	897,0	8.473,2	7,6%	8,8%	-1,6%
Hidratado	2.055,8	18.424,5	9,7%	-0,3%	19,8%
Biodiesel	604,3	4.851,9	8,8%	19,4%	11,1%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

A participação dos biocombustíveis na matriz de transportes terrestres em 2019 alcançou 28,4%, a maior já observada no país (Gráfico 3.7). O volume

total de etanol e biodiesel vendido de janeiro a outubro (31,8 bilhões de litros) supera em 12,0% o mesmo período do ano passado.

Gráfico 3.7 – Histórico da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes terrestres (em volume)



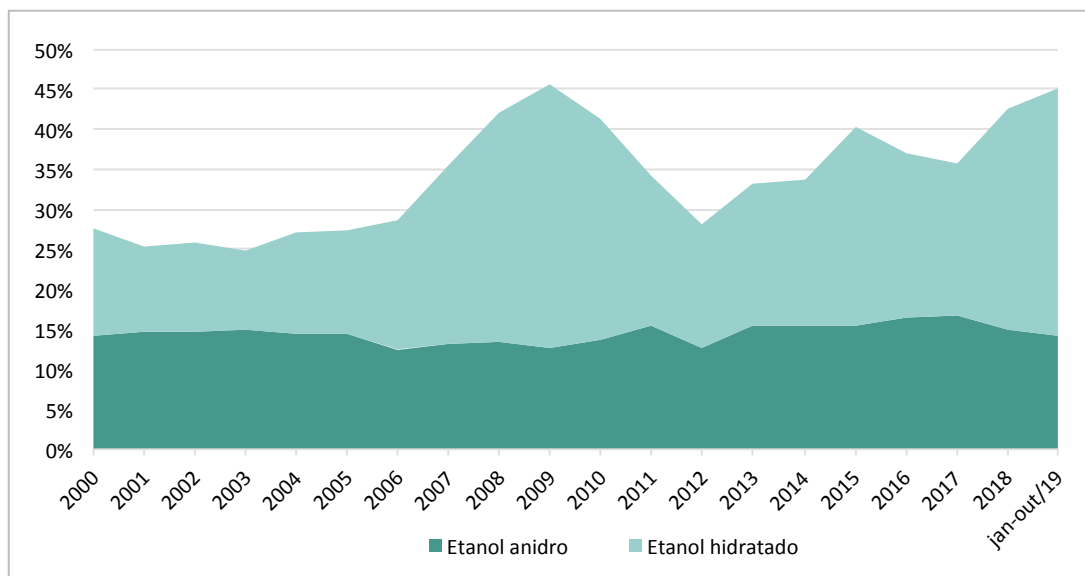
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Etanol

O etanol respondeu por 45,1% da demanda de combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente),

de janeiro a outubro deste ano. Trata-se da maior participação desde 2009, quando o biocombustível respondeu por 45,6% do consumo (Gráfico 3.8).

Gráfico 3.8 – Histórico da participação de etanol na demanda de combustíveis do ciclo Otto (em gasolina equivalente)



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

As vendas de combustíveis do ciclo Otto cresceram 8,2% entre setembro e outubro. O etanol respondeu por 46,0% da demanda de outubro, com 2,1 bilhões de litros de hidratado e 897,0 milhões de litros de anidro (Tabela 3.2). Foi a primeira vez que as vendas do hidratado superaram 2 bilhões de litros em 2019.

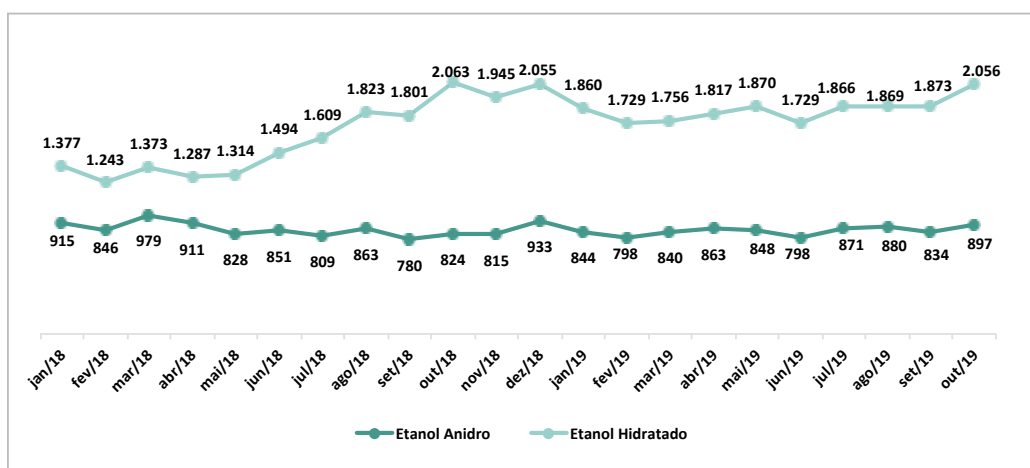
Enquanto as vendas de gasolina aumentaram 7,6%, as de hidratado cresceram 9,7% em comparação a setembro. Esse movimento é explicado pela vantagem competitiva do bicomcombustível em relação ao combustível fóssil (na média de preços do Brasil), que persiste desde abril de 2018.

No acumulado dos dez meses deste ano, o consumo de combustíveis do ciclo Otto somou

41,7 bilhões de litros (em gasolina equivalente), o que representa um crescimento de 4,2% em relação aos 40,1 bilhões de litros em igual período do ano passado. As vendas acumuladas de hidratado alcançaram 18,4 bilhões de litros, registrando alta de 19,8%, enquanto o consumo de etanol anidro caiu 1,6% na comparação do acumulado de janeiro a outubro de 2018. Com tal aumento, a participação do etanol hidratado saltou de 26,9%, em 2018, para 30,9%, em 2019.

Ainda assim, as importações de gasolina aumentaram em 2019. De janeiro a outubro, foram internalizados 3,9 bilhões de litros do derivado fóssil, o que corresponde a 921,7 milhões de litros a mais do que nos 12 meses do ano passado.

Gráfico 3.9 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Biodiesel

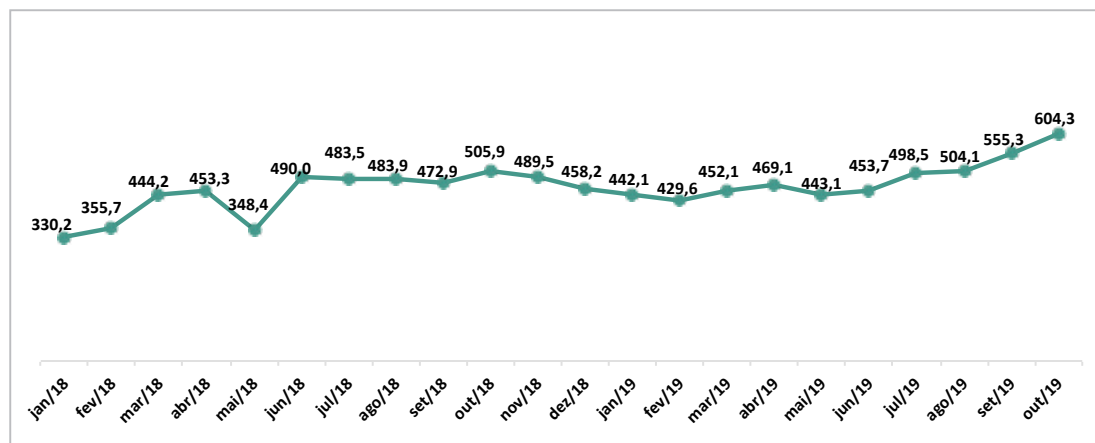
O consumo de biodiesel, em outubro/19, alcançou 604,3 milhões de litros, superando em 8,8% o recorde de 555,3 milhões de setembro. Na comparação com 2018, o consumo mensal ficou 19,4% acima de outubro de 2018. No acumulado de janeiro a outubro de 2019, foram consumidos 4,9 bilhões de litros, 11,1% a mais do que os 4,4 bilhões em igual período de 2018.

Com a entrada em vigor do B11, em setembro de 2019, o setor voltou a bater recordes de produção e consumo. Se a demanda de novembro e dezembro se mantiver acima dos 500 milhões de litros, o ano de 2019 deverá encerrar com um volume próximo a seis milhões de litros vendidos de biodiesel.

O volume de óleo diesel comercializado em outubro apresentou alta de 10,7%, registrando o maior consumo mensal em 2019 (5,42 bilhões de litros). No acumulado de janeiro a outubro, foram comercializados 48,2 bilhões de litros de diesel, o que representa um aumento de 3,7% em relação ao mesmo período de 2018, que registrou o total de 46,5 bilhões de litros.

Em outubro/19, 31,8% do diesel vendido no país teve origem estrangeira, enquanto este percentual foi de 24,5% em outubro de 2018. Entre janeiro e outubro deste ano, já foram importados 10,2 bilhões de litros de diesel A (sem adição de biodiesel), volume 10,1% acima do mesmo período do ano passado.

Gráfico 3.10 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

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

	out-19	acum-19	out-19/set-19	out-19/out-18	acum-19/acum-18
Importação	82,8	1.224,6	25,2%	73,4%	-16,2%
Exportação	210,6	1.604,7	-4,8%	-24,6%	10,8%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Em outubro/19, foram importados 82,8 milhões de litros de etanol, o que corresponde a um aumento de 25,2% em relação a setembro/19 e de 73,4% em comparação a outubro/18 (Tabela 3.3). No acumulado dos dez primeiros meses de 2019, a internalização do biocombustível está 16,2% abaixo do ano passado. A desvalorização do real em relação ao dólar e o aumento dos preços do biocombustível no mercado norte-americano favoreceram a queda das importações.

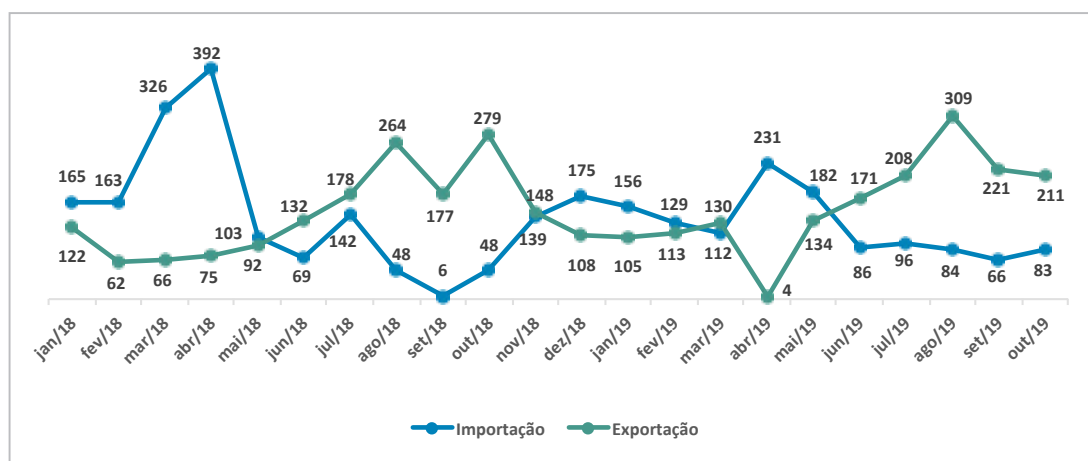
Já as exportações registraram queda de 4,8% em outubro/19. Os 210,6 milhões de litros enviados ao exterior no mês também ficaram 24,6% abaixo dos 279,4 milhões de litros de etanol exportados em outubro de 2018. Contudo, o ano de 2019 acumula 1,6 bilhão de litros vendidos

ao exterior, com alta de 10,6% na comparação com 2018.

Segundo a Conab, a ampliação da produção de etanol no mercado brasileiro estimulou a exportação do biocombustível a partir do mês de julho, movimento que foi intensificado pela desvalorização da moeda brasileira nos últimos meses.

Em outubro/19, as exportações superaram as importações de etanol em 127,8 milhões de litros, e no acumulado de janeiro a outubro, saíram do país 380,1 milhões de litros a mais do que entraram. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou superávit tanto no mês de outubro/19 (US\$ 69,5 MM - US\$ FOB) quanto no acumulado dos dez primeiros meses de 2019 (US\$ 321,0 MM - US\$ FOB).

Gráfico 3.10 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

E) RENOVABIO

No dia 5 de dezembro, a ANP aprovou medidas necessárias para a definição da estrutura do RenovaBio, dentro do prazo previsto para o cumprimento das suas atribuições. As medidas concluem a atuação da agência na definição da estrutura do RenovaBio, permitindo que o programa esteja pronto para entrar em funcionamento, o que ocorrerá na prática em 1º de janeiro de 2020.

A primeira medida foi a aprovação da Resolução nº 802, que estabelece procedimentos para geração de lastro necessário à emissão primária de Créditos

de Descarbonização (CBios). O lastro é o conjunto de informações necessárias à garantia da emissão do crédito.

A segunda medida foi a contratação do Serviço Federal de Processamento de Dados (Serpro) para hospedagem e produção da “Plataforma CBio”, que será responsável pela geração das informações para que sejam emitidos os CBios.

A terceira medida foi a definição do valor a ser pago por nota fiscal pelos emissores primários ao Serpro pela hospedagem e produção da Plataforma CBio.

Setor Elétrico

Por Adriana Gouvêa, Carlos Eduardo Paes,
Gláucia Fernandes e Marina Azevedo*

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	40.733,16	3,32%	3,63%		39.424,83	39.305,27
S	11.700,12	6,99%	4,01%		10.935,72	11.249,06
NE	11.410,18	6,71%	0,24%		10.692,25	11.382,48
N	5.658,75	-1,48%	2,74%		5.743,85	5.507,69
SIN	69.502,21	4,05%	3,05%		66.796,65	67.444,50

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Em outubro de 2019, o consumo de energia total do SIN aumentou 4,05%, quando comparado a setembro. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema do Norte teve redução da carga e o subsistema do Sul apresentou o maior percentual de consumo de energia, contribuindo para o aumento da carga no SIN. No entanto, o maior consumo de energia foi registrado pelo subsistema SE/CO. Apesar desse aumento, os valo-

res das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em outubro teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

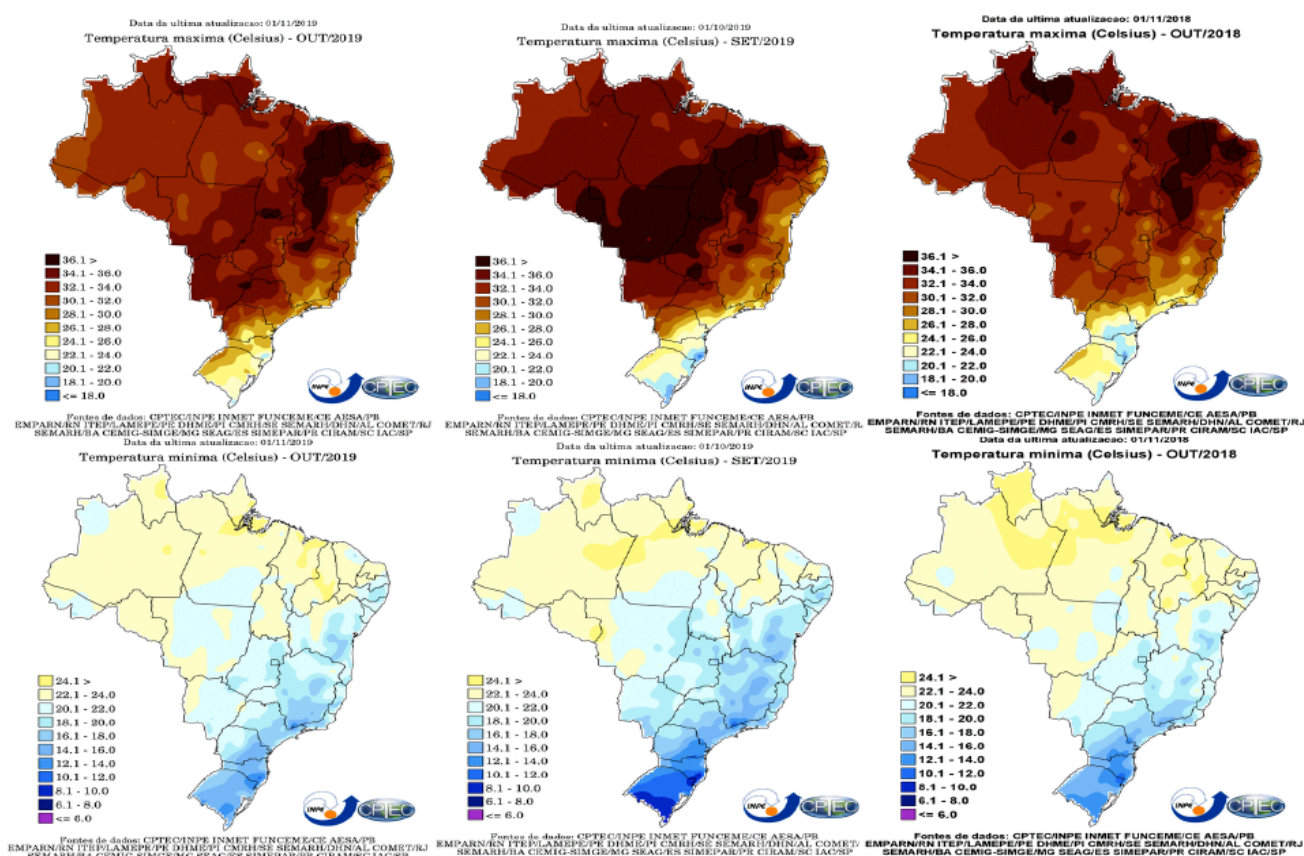
A variação do consumo de energia elétrica dos subsistemas pode estar associada às temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de grande parte do território nacional, as temperaturas máxi-

mas do mês de outubro de 2019 foram menores em relação ao mês de setembro, principalmente na região Centro-oeste. No entanto, nas regiões Sul e Nordeste houve um aumento significativo na temperatura, possivelmente explicando o fato da demanda por eletricidade ter aumentado nesses subsistemas.

Na comparação anual percebe-se que a variação do consumo de energia no SIN entre outubro de 2019

e outubro de 2018 foi menor, com um acréscimo de pouco mais de 3%. Nessa análise, os subsistemas individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para os subsistemas Sul e Nordeste. O subsistema Sul teve um acréscimo superior a 4%, já o Nordeste praticamente manteve seu consumo constante, próximo de zero, nesse caso a temperatura máxima não deve ter variado muito para o mesmo período do ano.

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



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica aumentou quase 3% entre os meses de setembro e outubro de 2019. O despacho das termelétricas aumentou, com variação de apro-

ximadamente 5% no SIN. Apesar de mostrar a maior variação, o subsistema Nordeste gerou menos eletricidade de fonte térmica em valor absoluto quando comparado ao Sudeste/Centro-oeste no mês de outubro de 2019.

Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve um aumento total de aproximadamente 9%. Diferente desse comportamento, as fontes nuclear, solar e eólica tiveram decréscimo na geração de energia elétrica. Esse resultado foi influenciado pela redução da geração dessas fontes nas regiões SE/CO e NE, em outubro. O subsistema Norte teve maior variação de geração elétrica a partir das fontes de energia eólica e solar, totalizando quase 292MWmed em outubro de 2019. Apesar de variações negativas, nesse mesmo período, o subsistema do Nordeste despachou em valor absoluto 7.700MWmed referentes as mesmas fontes, que são de grande relevância nessa região.

Na comparação anual, observa-se um aumento superior a 13% na geração de energia total despa-

chada no SIN. Percentualmente, o crescimento da geração solar foi de grande relevância, em torno de 70% em relação ao mês de outubro do ano passado, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. No subsistema do Sudeste/Centro-oeste, o crescimento anual da fonte solar foi de quase 96%, enquanto no Nordeste foi de aproximadamente 60%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza.

Ainda na Tabela 4.2, a fonte solar teve maior variação na geração de energia elétrica em relação ao ano passado, atingindo 68,7%. Apesar da maior oferta da geração renovável (hidráulica, eólica e solar fotovoltaica), o SIN precisou despachar uma quantidade significativa de geração térmica para complementariedade do sistema, o que deve ter refletido no aumento da tarifa de energia elétrica desse mês.

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

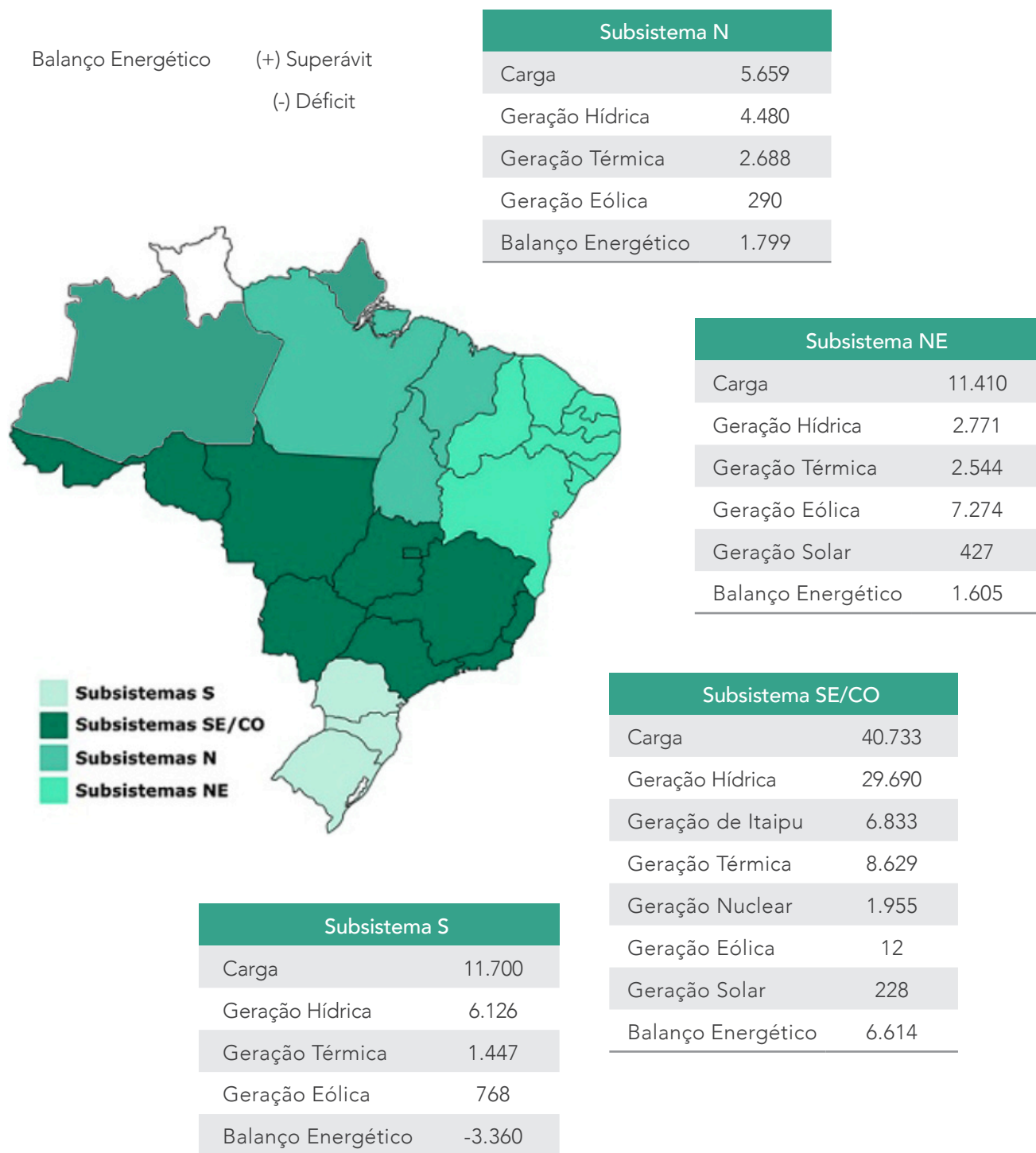
		out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	Hidráulica	29.689,52	4,77%	52,44%		28.339,14	19.475,88
	Nuclear	1.955,46	-2,89%	3,39%		2.013,63	1.891,43
	Térmica	8.628,65	5,19%	29,82%		8.202,85	6.646,67
	Eólica	11,95	17,45%	23,95%		10,17	9,64
	Solar	227,88	-1,63%	95,47%		231,65	116,58
	Total	40.513,46	4,42%	43,97%		38.797,44	28.140,20
S	Hidráulica	6.125,89	4,46%	-41,92%		5.864,23	10.546,76
	Térmica	1.446,68	-5,57%	17,79%		1.531,97	1.228,18
	Eólica	767,70	9,84%	7,36%		698,92	715,09
	Solar	0,38	20,36%	0,47%		0,32	0,38
	Total	8.340,65	3,03%	-33,22%		8.095,44	12.490,41
NE	Hidráulica	2.770,83	11,66%	40,96%		2.481,45	1.965,72
	Térmica	2.543,89	11,83%	24,81%		2.274,76	2.038,25
	Eólica	7.273,58	-3,47%	31,14%		7.535,24	5.546,44
	Solar	427,25	-0,82%	56,64%		430,79	272,76
	Total	13.015,55	2,31%	32,50%		12.722,24	9.823,17
N	Hidráulica	4.479,56	7,23%	13,84%		4.177,66	3.935,00
	Térmica	2.688,29	2,49%	8,98%		2.622,97	2.466,81
	Eólica	289,56	16,49%	78,36%		248,58	162,35
	Solar	1,87	24,72%	-		1,50	0,00
	Total	7.459,29	5,79%	13,64%		7.050,71	6.564,16
Itaipu		6.833,44	-9,60%	-31,77%		7.559,48	10.016,00
Total	Hidráulica	36.232,36	8,80%	39,85%		33.303,00	25.907,36
	Nuclear	1.955,46	-2,89%	3,39%		2.013,63	1.891,43
	Térmica	15.307,51	4,61%	23,65%		14.632,55	12.379,91
	Eólica	8.342,79	-1,77%	29,68%		8.492,91	6.433,52
	Solar	657,39	-1,03%	68,68%		664,26	389,72
SIN		76.162,38	2,61%	13,62%		74.225,31	67.033,94

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de outubro de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica, dessa forma, os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração de energia elétrica em torno de 7 GWmed superior à sua demanda. O NE apresentou o menor superávit, 1,6 GWmed. Com exceção do subsistema NE, a geração hídrica contribuiu significativamente com o despacho de energia elétrica no SIN.

Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações em outubro de 2019, principalmente da SE/CO para o NE e da S para o SE/CO, em que ocorreu inversão no sentido do envio da energia elétrica.





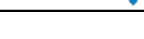
Comparando com o mês anterior, o intercâmbio se deu do SE/CO para o S, no período atual foi em módulo maior, indicando aumento no intercâmbio. Esse aumento de intercâmbio entre as regiões

se deu não apenas de setembro para outubro de 2019, mas também entre outubro de 2018 e outubro de 2019. No entanto, nesse último período, o intercâmbio aconteceu de S para o SE/CO. Já o intercâmbio NE para o SE/CO, no período atual foi em módulo menor que o mês de setembro, indicando decréscimo no intercâmbio.

Essa análise mostrou que o subsistema NE exportou eletricidade da região SE/CO; e o N importou percentualmente mais energia elétrica das regiões NE e SE/CO esse mês que no mês de setembro. O SE/CO exportou mais energia do S em outubro de 2019, diferentemente aconteceu em outubro de 2018 em que importou energia elétrica do S.

No mês de outubro, verifica-se que a região internacional importou mais eletricidade do S que no mês passado. Ainda nessa comparação temporal, pode-se observar também na Tabela 4.3, que o subsistema N aumentou significativamente a importação de energia elétrica da região NE.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)





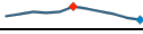
	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
S - SE/CO	-3.211,64	-18,53%	-294,42%		-2.709,46	1.651,89
Internacional - S	158,07	23,20%	-61,50%		128,30	410,55
N - NE	233,37	11806,63%	-71,64%		1,96	823,02
N - SE/CO	1.566,58	20,05%	571,03%		1.304,90	233,46
SE/CO - NE	-1.838,74	9,51%	-349,73%		-2.031,95	736,28

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

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

	out-19		out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19		out-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	13.731,00	58,08%	0,02%	-46,64%		13.728,00	70,00%	25.733,00	109,35%
S	5.518,00	39,82%	60,55%	-66,00%		3.437,00	28,00%	16.230,00	119,56%
NE	972,00	29,54%	-22,12%	-28,05%		1.248,00	41,00%	1.351,00	40,70%
N	1.756,00	73,06%	14,70%	8,40%		1.531,00	67,00%	1.620,00	66,99%
SIN	21.977,00	-	10,19%	-51,09%		19.944,00	-	44.934,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses de setembro e outubro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 10,2%. Com a aproximação do período úmido, ocorreu um crescimento em todos os submercados, com destaque para o S em que o crescimento mensal foi quase 61%. O último que apresentou queda foi o NE, com um decréscimo percentual de pouco mais de 22%. Contudo, em relação a outubro de 2018, o SIN teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de mais da metade do valor em potência.

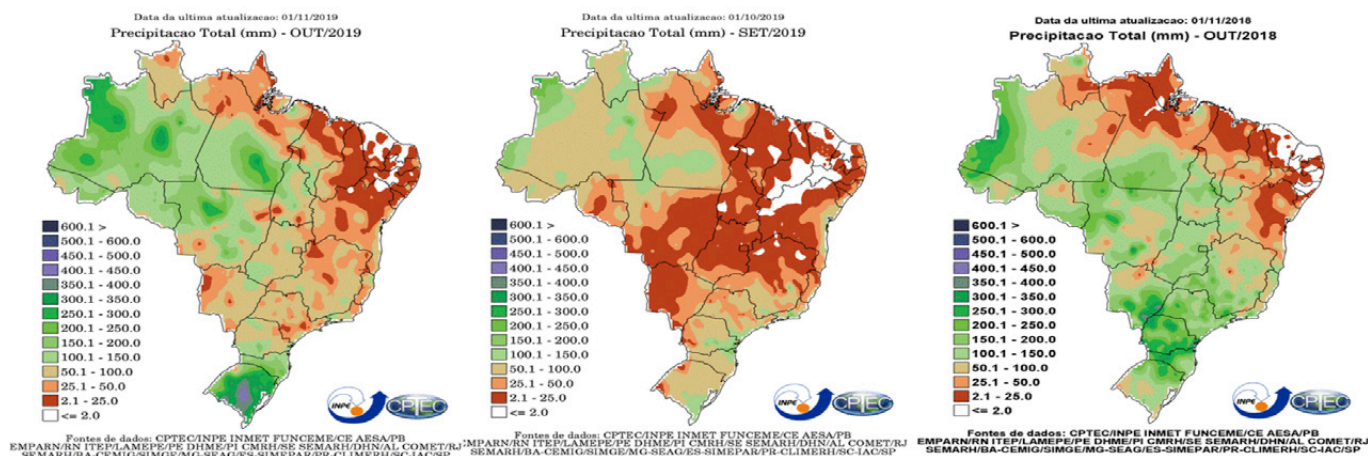
Os dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados, mostram uma melhora relevante em outubro em relação a setembro. Pelas imagens

é possível perceber que principalmente a região Centro-Oeste teve um crescimento de mais de 100 mm de chuva, enquanto o Nordeste continua crítico, apesar de ter melhorado em relação ao mês anterior.

Já em outubro do ano passado os volumes de precipitação estavam melhores no geral em todas as regiões com exceção do Nordeste, em que a média da região se manteve na mesma ordem de grandeza. Além disso, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas para o mês de outubro (relação ENA e MLT¹⁸), com o valor mais discrepante no Nordeste, com apenas 29,54%. O submercado Norte é o que mais se aproxima de sua média histórica com 73%, mas ainda sim a ENA para outubro deste ano foi menor do que sua média histórica.

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 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/19, set/19 e out/18.

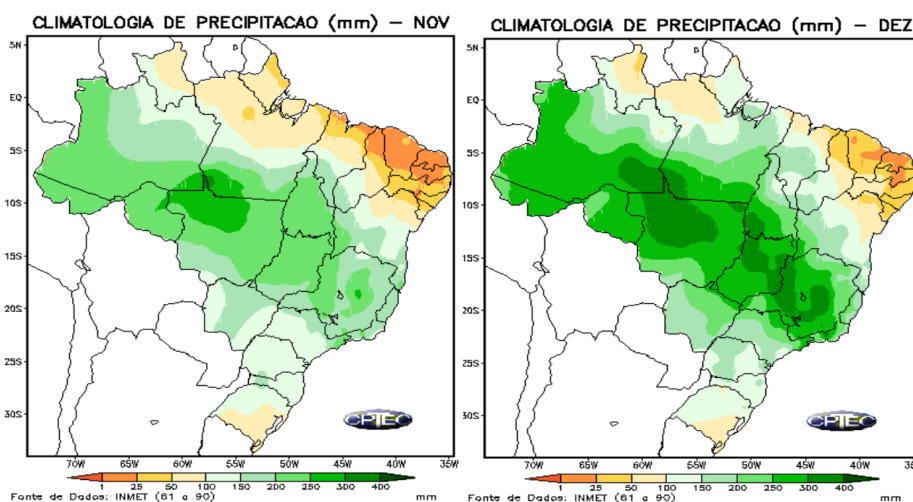


Fonte: CPTEC/INPE.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro de 2019, em que é possível observar uma melhora considerável na precipitação ao longo de todo o território nacional, principalmente nas regiões

Sudeste, Centro-Oeste e Norte. No Nordeste e no Sul a previsão também é de melhora, porém ainda com uma pequena parte do Nordeste com índices abaixo de 50mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para novembro e dezembro de 2019



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	out-19		out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19		out-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	45.261	22,26%	-28,17%	9,81%		63.007	30,99%	41.218	20,28%
S	8.097	39,34%	-6,14%	-45,82%		8.627	41,92%	14.946	74,36%
NE	19.930	38,45%	-12,34%	49,40%		22.736	43,87%	13.340	25,74%
N	4.462	29,66%	-39,33%	12,76%		7.355	48,88%	3.957	26,30%
SIN	77.750	26,74%	-23,57%	5,84%		101.725	34,99%	73.461	25,31%

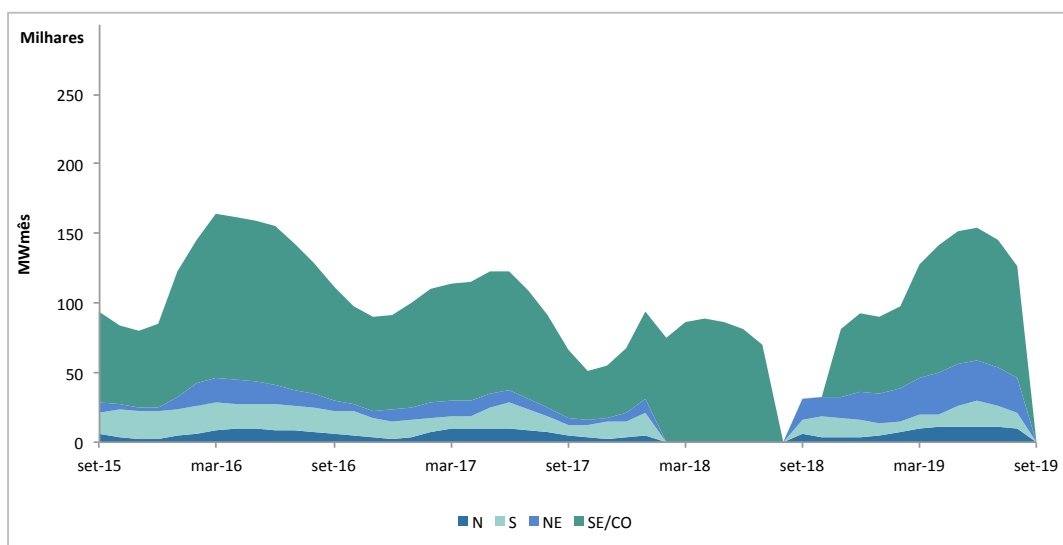
* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de setembro e outubro de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 23,57%, atingindo apenas 26,74% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa devido aos baixos índices de precipitação nos meses anteriores. A diminuição da geração hidráulica na maioria dos submercados com o aumento da geração termelétrica em conjunto com a diminuição dos níveis dos reservatórios indicam a tentativa de otimização do uso da água frente ao período seco com menor afluência.

O Norte foi novamente o submercado com a maior variação observada: 39,33% de redução entre setembro e outubro. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 1,43% no SIN. Um percentual aparentemente baixo, mas que indica um maior armazenamento médio em volume de água em relação a outubro de 2018. De fato, é possível perceber que apenas o submercado Sul apresentou uma diminuição na quantidade de energia armazenada em relação ao mesmo mês do ano passado. O Gráfico 4.3 indica esses aumentos de armazenamento nos submercados em relação ao ano passado.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O Custo Marginal de Operação (CMO) representa o custo para atender à carga incremental, sem expansão da capacidade. Seu cálculo é realizado por meio de simulações da operação do sistema e a principal variável de decisão do modelo [NEWAVE] é a energia natural afluyente simulada.

Junto com o Custo Marginal de Expansão (CME)¹⁹, o CMO representa um parâmetro também importante na determinação da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Pois, com uma demanda crescente ao longo do tempo, a expansão do SEB acontecerá quando ambos os custos se igualarem [módulo do CMO for igual ao módulo do CME].





Observa-se na Tabela 4.6 que em outubro de 2019 os quatro subsistemas SE/CO, S, NE e N apresen-

taram CMOs iguais, com um valor aproximado de 265,25 R\$/MWh.

Contudo, em relação ao mês anterior [setembro de 2019], os quatro subsistemas registraram CMO médio crescente. Nos subsistemas SE/CO e S esse aumento foi de aproximadamente 23,6%, enquanto, nos subsistemas NE e N, o aumento foi de aproximadamente 24,6%. Esses valores são reflexo de recuos nas vazões dos quatro subsistemas, frente ao aumento no consumo do período.

O CMO médio dos quatro subsistemas em outubro de 2019 foi 1,1% menor que em outubro de 2018. O deplecionamento nos níveis de armazenamento dos reservatórios já é fato comum neste período do ano, por isso a variação do CMO é pequena em relação ao ano anterior.

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

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	265,25	23,61%	-1,09%		214,58	268,17
S	265,25	23,60%	-1,09%		214,61	268,17
NE	265,25	24,65%	-1,09%		212,79	268,17
N	265,25	24,60%	-1,09%		212,87	268,17

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O aumento da competitividade das fontes renováveis tem beneficiado significativamente a mini e micro geração distribuída (MMGD) no mercado nacional. Inicialmente, sobretudo, os incentivos políticos favoreciam o avanço dessa modalidade no sistema, respaldados na REN 482/2012 da ANEEL. Mas, hoje a evolução desse cenário tem-se intensifi-

cado com a redução dos custos dos equipamentos associados à geração de energia, principalmente, solar fotovoltaica.

Além disso, aliado ao elevado custo da tarifa, consumidores com certo poder aquisitivo têm optado por gerar sua própria energia elétrica, adquirindo painéis fotovoltaicos e, dessa forma, tornando-se

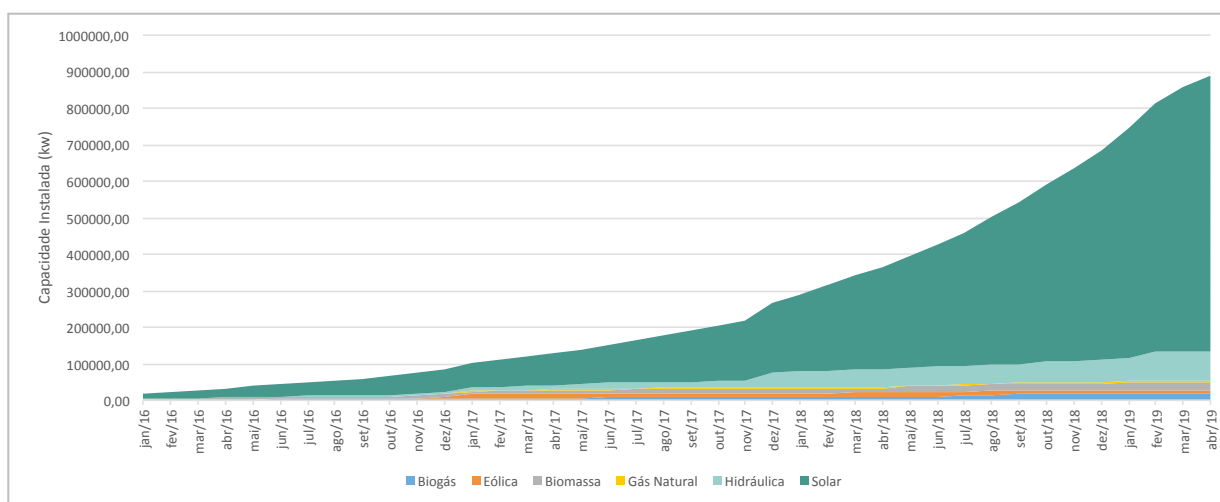
¹⁹ O cálculo do CME baseia-se nos resultados dos leilões de energia nova e na estimativa da disposição de investir dos agentes.

menos dependentes das distribuidoras. Diante desse poder de escolha, os consumidores podem decidir a forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade. No entanto, o sistema elétrico deve estar preparado para garantir o fornecimento do serviço com qualidade a todos os usuários conectados à rede.

Em novembro de 2019, a capacidade instalada acumulada de MMGD ficou em torno de 1,8 GW,

o que inclui as fontes biogás, biomassa, eólica, gás natural, hidráulica e solar, como pode ser observado no Gráfico 4.2. Desse valor, aproximadamente 91% corresponde à geração solar fotovoltaica, que teve aumento de capacidade de 3,2% em relação ao valor de outubro de 2019. Dessa forma, pode-se concluir que o mercado de MMGD no Brasil é basicamente representado pela fonte solar fotovoltaica, com apenas 9% dele sendo compartilhado entre as outras fontes.

Gráfico 4.2: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW).

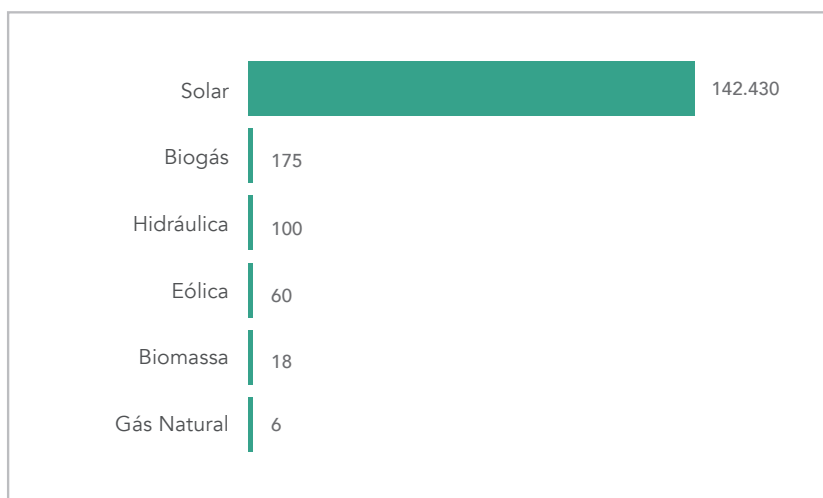


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

O Gráfico 4.3 mostra o número de conexões total atual por cada tipo de fonte, corroborando com o crescimento mostrado no gráfico anterior.

Por ele pode-se perceber que a fonte solar fotovoltaica ultrapassa as outras em muitas ordens de grandeza.

Gráfico 4.3: Número de conexões de Micro e Minigeração Distribuída por fonte (em kW).

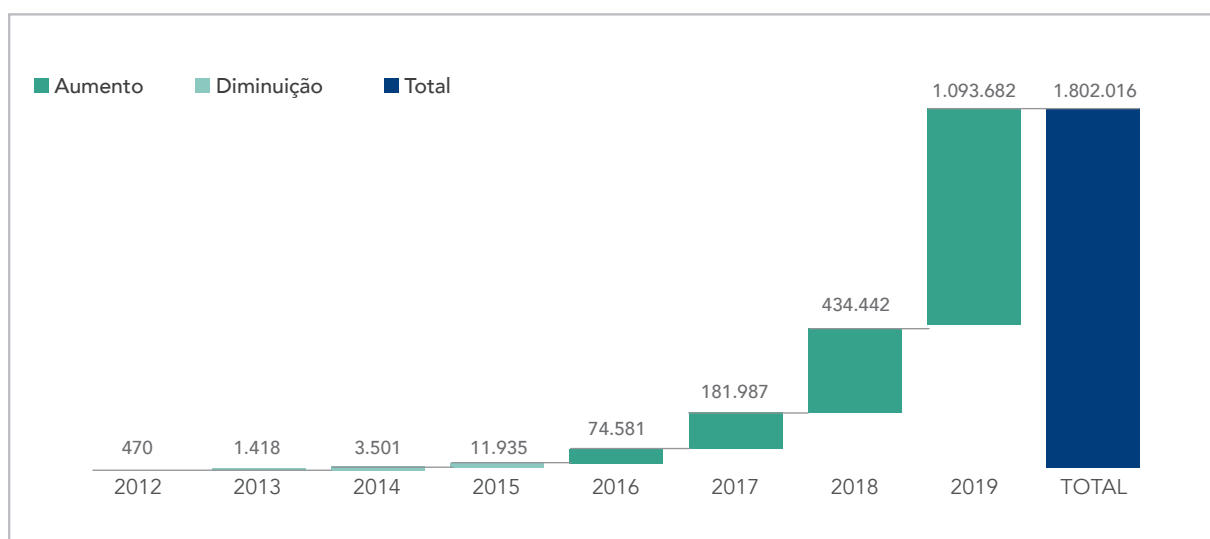


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Em pouco mais de um ano, a capacidade total instalada cresceu mais de 50%, conforme mostra o Gráfico 4.4, o que indica o aumento expressivo de instalações de MMGD em 2019 em relação a 2018. Nesse gráfico também pode ser verificado

o avanço desse recurso distribuído desde que foi instituído o arcabouço regulatório, previsto para estimular o desenvolvimento de geração energia elétrica de pequeno e médio porte no país.

Gráfico 4.4: Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída Acumulada por Ano (em kW).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Atualmente, a expansão da MMGD tem exigido uma revisão da regulação vigente devido às distorções causadas ao mercado. O sistema de compensação não é equitativo aos usuários finais de energia elétrica. Ele foi previsto para incentivar a geração distribuída de pequeno e médio porte, mas, em paralelo, a regulação precisa ser adaptada para acompanhar a evolução da demanda.

Assim, a ANEEL propôs novas regras para geração distribuída, que estavam em consulta pública desde 15 de outubro até 30 de dezembro, período em que esperava receber contribuições dos agentes do mercado. O objetivo dessa revisão é manter o avanço da modalidade sem gerar danos passivos aos demais usuários da rede. As novas regras estão

previstas para 2020, mas os consumidores que já possuem MMGD permanecem com o sistema de compensação em vigor até 2030.

A proposta estabelece que, a partir de 2020, novos entrantes arcarão com o custo da rede somado aos encargos. Se a conexão de GD for remota, os encargos já entram em 2020, contudo, para GD local os encargos só serão cobrados quando a capacidade instalada total de GD no país chegar a uma quantidade determinada, em torno de 5,9 GW, ou a partir de 2030 caso esse valor não seja atingido até lá. Para conexões existentes ou solicitadas até a publicação da nova norma, os custos de rede e dos encargos só passarão a ser cobrados em 2031, com as regras atuais vigentes até o último dia de 2030.

H) EXPANSÃO

Tabela 4.7: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade-Usinas)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	571	2.502	2.847	857	181	2.036	241	9.235
UHE	100	-	13	-	62	-	674	849
CGH	-	6	3	-	-	-	-	9
PCH	-	186	360	476	222	35	512	1.791
UTN	-	-	-	-	-	-	1.350	1.350
UFV	-	603	1.112	2.892	324	-	-	4.931
EOL	10	1.880	1.143	828	689	1.319	514	6.383
Total	681	5.177	5.478	5.053	1.478	3.390	3.291	24.548

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.7, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de 21.257 MW, considerando apenas os projetos que não possuem graves restrições e estão previstos para entrada em operação. Desse total, as usinas termelétricas (UTE) contribuirão com o maior percentual (38%), seguida das usinas eólicas (EOL) com 26%, usinas solares fotovoltaicas (UFV) com 20%, pequenas

centrais hidrelétricas (PCH) com 7%, termonuclear (UTN) com 6%, e as hidrelétricas (UHE) com 4%.

Em 2020 as térmicas a biomassa e fósseis representam 48% da potência total prevista para expansão do sistema, enquanto as usinas eólicas são a fonte com segunda maior participação, representando 36% da potência total prevista. A mudança no perfil das principais fontes, que acontece entre 2019 e 2020,

está em conformidade com o quadro previsto para a expansão até o ano de 2024, no qual as térmicas e eólicas também são as principais fontes responsáveis pela expansão do sistema elétrico.

Dos 9,2 GW de potência que será acrescida ao sistema em 2024 por novas usinas termelétricas, 7,4 GW [81%] são provenientes de combustíveis de origem fóssil, principalmente gás natural.

A partir de 2020 a expansão da fonte hídrica passa a acontecer majoritariamente por meio de pequenas centrais hidrelétricas, que somarão 131 novas usinas e uma capacidade instalada de 1,8 GW. Diante desses dados, percebe-se uma mudança na estrutura da geração por fontes hídricas, que passa a restringir cada vez mais projetos de grande

porte, que possuem maiores restrições sociais e ambientais associadas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período entre 7 de novembro e 10 de dezembro de 2019, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de 5 concessionárias. Ao calcular o reajuste, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

A Tabela 4.8 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.

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Chesp	Companhia Hidroelétrica São Patrício	Goiás	0,52%	-2,92%	-0,12%	19/nov	37 mil
Equatorial Piauí	Equatorial Energia Piauí	Piauí	-7,16%	-7,16%	-7,16%	02/dez	1,2 milhão
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	Amapá	-5,17%	-9,13%	-6,13%	30/nov	206,2 mil
DMED MG	DME Distribuição S.A	Minas Gerais	2,05%	10,33%	5,29%	19/nov	77,7 mil
CERMC	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes	São Paulo	5,62%	6,12%	5,84%		3 mil

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

No caso da Chesp, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores de baixa tensão é de uma redução de 0,12%. Esse efeito decorre da redução de -4,20% no cálculo dos encargos setoriais, reflexo da liquidação antecipada da Conta-ACR realizada pela ANEEL em setembro de 2019, e de -1,57 nos custos de transporte, decorrente da conexão direta da Chesp à Rede Básica em agosto de 2019, por meio do encerramento do contrato de uso do sistema de distribuição com a Enel Goiás. Tal operação acarretou uma economia de R\$ 1,2 milhão, com uma redução de -8,54% nos custos relativos ao uso do sistema de distribuição.

A Equatorial Piauí também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -7,16%. Nesse caso, a baixa e a alta tensão tiveram reajustes médios negativos de 7,16%. O pagamento antecipado do empréstimo da Conta ACR, foi um dos itens que mais contribuiu para a redução da tarifa da distribuidora.

A CEA teve um reajuste médio para a baixa tensão de -5,17% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de 9,13 %, resultando num efeito médio para o consumidor final de 6,13%.O pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes

em rubrica (retirada CDE Decreto) da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE contribuiu para a redução da tarifa da distribuidora amapaense, com a diminuição dos custos referentes à encargos setoriais, de aproximadamente – 1,15%.

A DMED MG também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 5,29%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 2,05% e 10,33%, respectivamente. Contribuíram para o efeito positivo, principalmente, a inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, levando a um aumento de 13,01%, bem como custos com pagamento de encargos setoriais, que representaram -5,16%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste da cooperativa CERMC. Os consumidores atendidos pela permissionária terão as tarifas reajustadas em 5,84%.

J) LEILÕES

Entre o período de 12 de novembro a 10 de dezembro de 2019, três leilões tiveram resultados relevantes no mercado de energia elétrica, a saber: os Leilões A-1 e A-2 de 2019, destinados à contratação de energia existente e o Leilão de Transmissão nº 2/2019.

Na segunda semana de dezembro, a ANEEL e a CCEE realizaram os leilões de Geração de Energia Existente A-1 e A-2 de 2019, com negociação de 29 MW médios para fornecimento entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021 e 279 MW médios entre 1º de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2022. Ao todo, foram negociados R\$ 918,9 milhões. Os certames tiveram como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para suprir as

necessidades de distribuidoras que atendem o consumidor final.

O preço-teto aprovado pela Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia (SEE/MME) para todos os produtos ofertados foi de R\$190,00/MWh. O Leilão de Energia Existente A-1 negociou energia ao preço médio de R\$158,37/MWh, com deságio de 16,65% em relação preço-teto estabelecido. Já no Leilão de Energia Existente A-2, o preço médio ficou em R\$171,52/MWh, alcançando deságio de 9,7%. Foram negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e a gás natural, sendo que para o empreendimento a biomassa, o CCEAR foi diferenciado por Custo Variável Unitário (CVU igual a zero ou diferente de zero); e por quantidade, para energia proveniente das demais fontes. Quatro empreendimentos térmicos a gás natural negociaram energia no Leilão de Energia Existente A-2, sendo três localizados no Maranhão e um em Minas Gerais.

Com relação ao sistema de transmissão, a ANEEL aprovou o Leilão nº2/2019 para 19 de dezembro de 2019. Serão licitados 12 lotes de concessões, com 17 linhas de transmissão e 16 subestações, contemplando os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Os empreendimentos que compõem os Lotes de 1 a 9 e 12 são inéditos e serão ofertados pela primeira vez. Parte dos empreendimentos do lote 10 são oriundos de concessões extintas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, que tiveram caducidades declaradas por meio da Portaria MME nº 176, de 25 de março de 2019. O certame tem previsão de R\$4,18 bilhões em investimentos e criação de 8.782 empregos.



Mantenedores FGV Energia

Ouro



Prata



Bronze



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia