



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

O Papel da Bioenergia na Expansão do Setor Energético

OPINIÃO

Albino Lopes d'Almeida

O fim da era do petróleo está próximo?

Gláucia Fernandes e Leidiane Mariani

O Alto Potencial de Produção e Uso fará do Biogás a Próxima Fronteira da Energia Renovável no Brasil?

Tamar Roitman

Programas internacionais de incentivo aos biocombustíveis e o RenovaBio

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

EDITORIAL

O Papel da Bioenergia na Expansão do Setor Energético	04
---	----

OPINIÃO

O fim da era do petróleo está próximo?	07
O Alto Potencial de Produção e Uso fará do Biogás a	
Próxima Fronteira da Energia Renovável no Brasil?	12
Programas internacionais de incentivo aos biocombustíveis e o RenovaBio	19

PETRÓLEO

26

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	26
Derivados do Petróleo	32

GÁS NATURAL

35

Produção e Importação	35
Consumo	37
Preços	39
Informações relevantes para o setor	40

BIOCOMBUSTÍVEIS

41

Produção	41
Preços	44
Consumo	46
Importação e Exportação de etanol	47
RenovaBio	48

SETOR ELÉTRICO

49

Demanda	49
Oferta	50
Balanço Energético	52
Disponibilidade	53
Estoque	55
Custo Marginal de Operação – CMO	56
Tarifas de Energia Elétrica	56
Expansão	57
Micro e Minigeração Distribuída	58
Leilões	59

ANEXO

61



EDITORIAL*

O Papel da Bioenergia na Expansão do Setor Energético

Entende-se por bioenergia a energia contida ou derivada de biomassa de origem vegetal ou animal, ou seja, qualquer fonte de matéria orgânica passível de aproveitamento energético. Segundo a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA)¹, a bioenergia pode ser classificada em duas categorias: tradicional e moderna. A forma tradicional de uso é pela combustão de biomassas como madeira, dejetos de animais e carvão vegetal. Já as tecnologias modernas de aproveitamento da bioenergia incluem os combustíveis líquidos produzidos a partir de bagaços e outros resíduos, biorefinarias, biogás produzido a partir da biodigestão anaeróbia de resíduos, sistemas de aquecimento com pellets de madeira, entre outras.

O Brasil é um dos países com maior potencial de produção de bioenergia, em função da diversidade de biomassa disponível. Esta fonte, portanto, além de contribuir para o suprimento da demanda crescente por energia nas próximas décadas, tem papel fundamental no atingimento das metas de redução de emissões assumidas pelo país no âmbito do Acordo de Paris. Neste acordo, o Brasil assumiu o compromisso de reduzir as suas emissões totais de Gases de Efeito Estufa (GEE) em 37% até 2025 e indicou sua intenção de alcançar uma redução de 43% até 2030, tendo o ano de 2005 como referência (MMA, 2015)².

Os compromissos firmados demandam esforços conjuntos de todos os setores econômicos do país

¹ Disponível em: <https://www.irena.org/bioenergy>

² MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. 2015. "Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas.". Acordo de Paris; Convenção da ONU sobre Mudança do Clima.

para que as metas sejam alcançadas, de forma que aqueles com menor possibilidade de redução em suas emissões precisem ser compensados por outros. No caso do setor energético, a NDC brasileira entende que a sua contribuição se dará por meio da participação estimada em 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030 e, ainda, o aumento da participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030.

De acordo com dados do BEN (Balanço Energético Nacional) de 2017 (EPE, 2018)³, a participação da bioenergia sustentável na Oferta Interna de Energia em 2017 foi de 18,2% (aproximadamente 53,4 Mtep), considerando apenas biomassa de cana-de-açúcar, biodiesel e biogás, as quais são biomassas com caráter sustentável. Ao se considerar as outras fontes bioenergéticas presentes na matriz sem a garantia do caráter sustentável, como lenha, carvão vegetal, lixo, biomassa de casca de arroz, capim-elefante e óleos vegetais, esse percentual de participação bioenergética sobe para 21,6% (86,6 Mtep).

A partir desses valores, é possível perceber como os 18% em 2030, presentes na meta brasileira para o atendimento ao Acordo de Paris já são uma realidade atualmente. Dessa forma, o desafio é aumentar a produção de fontes bioenergéticas de maneira sustentável para garantir, em 2030, que a proporção de 18% se mantenha, dado o crescimento na demanda de energia que acarretará na necessidade de ampliação da oferta.

Segundo a EPE (2016), em 2030 o consumo final de energia deve chegar a 423 Mtep. Dado o compromisso de participação de 18% de bioenergia sustentável nesse valor, isso significaria dizer que aproximadamente 76,1 Mtep da matriz energética deve corresponder a fontes bioenergéticas sustentáveis, ou seja, será preciso aumentar a oferta destas fontes em aproximadamente 43% entre 2017 e 2030.

No que se refere ao aproveitamento bioenergético no setor elétrico, as fontes de biomassa mais utilizadas no Brasil são bagaço de cana, lenha e lixo. O destaque brasileiro está na geração de bioeletricidade a partir de bagaço de cana, que, em 2017 supriu 11,3% da demanda final de energia (EPE, 2018). Outras rotas tecnológicas têm permitido o aproveitamento energético de matérias orgânicas presentes nos resíduos domésticos, industriais e agropecuários, as quais ainda precisam alcançar maior escala.

Grande parte do aumento de participação das fontes bioenergéticas deve acontecer no setor de transportes, com a maior utilização de biocombustíveis. Segundo a EPE, a participação de óleo diesel e gasolina automotiva deverá ser menor ao final de 2030, o que não indica necessariamente uma grande redução no consumo desses combustíveis, mas sim uma expansão do etanol, do biodiesel e dos veículos elétricos. A previsão é de que todas essas fontes juntas atinjam um ganho de sete pontos percentuais entre 2014 e 2030 no consumo final de energia no setor de transportes. Para isso, a EPE prevê um aumento da oferta de etanol em 25 milhões de

³ Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>

litros, alcançando 45% de participação no consumo de combustíveis no ciclo Otto em 2030 frente aos 40% em 2014. As estimativas também consideram um aumento da participação dos biocombustíveis avançados, com a produção de etanol de segunda geração começando a aparecer em volumes consideráveis a partir de 2023, atingindo aproximadamente 2,5 bilhões de litros no final do período analisado.

O maior desafio para a expansão da bioenergia está na dificuldade de competir com fontes fósseis, principalmente em momentos de preços baixos do petróleo. O Brasil tem como vantagens, além da disponibilidade de terras agricultáveis, a relevante diversidade de matérias-primas de baixo custo de produção, como a cana-de-açúcar, e de resíduos. O maior aproveitamento destes recursos representa, além da questão ambiental, uma oportunidade

para geração de emprego, renda e desenvolvimento econômico.

Nesse contexto, as três colunas deste Boletim de Conjuntura trazem as opiniões de especialistas do setor energético a respeito do uso da bioenergia no país e da substituição de fósseis por outras fontes de energia. O primeiro texto deste mês aborda como o contexto da preocupação com as mudanças pode afetar o mercado de petróleo. A segunda coluna traz uma análise da produção de biogás no país, além de uma discussão sobre como ampliar a sua utilização como fonte energética nos próximos anos. Já o terceiro texto analisa o papel das políticas de incentivo aos biocombustíveis, apresentando os resultados alcançados pelas iniciativas dos Estados Unidos, da Califórnia e da Europa, bem como as perspectivas com o programa brasileiro RenovaBio.

* 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

O fim da era do petróleo está próximo?

Por Albino Lopes D'Almeida*

Desde a I Revolução Industrial, as fontes de energia não renováveis vêm sendo responsáveis pela quase totalidade da geração energética mundial: em 2017, petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear representaram, em conjunto, quase 90% da oferta total.

No entanto, há crescente preocupação ambiental com o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) e suas consequências climáticas sobre o planeta. Almeja-se uma economia de menor teor de carbono, o que, certamente, conduzirá a uma redução percentual do uso de energias não renováveis, mais agressivas ao meio ambiente. Neste trabalho será discutida a intensidade e velocidade dessa mudança e as consequências que isso pode trazer ao negócio petróleo, a fonte que há muito lidera a matriz energética mundial e brasileira.

HISTÓRICO

Com 160 anos de utilização permanente, o petróleo é um elemento fundamental e imprescindível para a humanidade, apresentando elevada densidade energética e permeando todos os setores industriais. É importante também para a segurança alimentar tendo participação no transporte, equipamentos (bombas, tratores), fertilizantes, herbicidas, pesticidas e rações. Em 2017, representou 34,2% da matriz mundial (BP, 2018) e 36,2% da nacional (EPE, 2018).

Em 1992, durante a “Cúpula da Terra” (também conhecida como Eco-92), no Rio de Janeiro, vários países concordaram em combater o aquecimento do planeta – o efeito estufa – e a destruição da camada de ozônio. O principal responsável por isto é o dióxido de carbono (CO₂), proveniente de fontes estacionárias (termelétricas, refinarias,

indústrias) ou fontes difusas (automóveis, caminhões) na queima de combustíveis fósseis.

Em 1997, na conferência de Quioto (Japão), foram negociadas metas para um acordo internacional que estabelecia metas obrigatórias e vinculantes; e o compromisso que os 39 países mais desenvolvidos reduzissem a emissão de gases no período 2008 a 2012 para níveis 5% menores que os de 1990. Em 2005, finalmente, o Protocolo de Quioto foi ratificado por 141 países, que representavam 62% das emissões de gases, mas sem a participação dos maiores poluidores que subestimaram os impactos ambientais: Estados Unidos (então com 26% do total das emissões) e China (temia criar obstáculos ao seu acelerado desenvolvimento). Quase nada de concreto foi alcançado e as reuniões seguintes frustraram as expectativas.

Porém, em dezembro/2015, foi realizada a Cúpula do Clima de Paris, a COP-21, envolvendo mais de 15.000 delegados e negociadores de 195 países (entre eles Estados Unidos e China). Nela, foi aprovada uma série de medidas para limitar o aquecimento global a 2° C (se possível 1,5° C) em relação ao período pré-industrial. A partir de 2020 as nações ricas repassarão US\$ 100 bilhões anuais para a redução de emissões pelos países emergentes. Assim, todos os signatários do acordo assumiram as cláusulas, mas de forma diferenciada, em função de sua participação nas emissões totais. E será criado um mecanismo de revisão periódica, a cada cinco anos, com mecanismos de mensuração e controle para acompanhar os esforços globais para frear as mudanças do clima. Os compromissos envolvem energia, agricultura, florestas, processos industriais e resíduos. Nos anos seguintes, houve a ratificação de compromissos por 179 países, com a entrada em vigor de um acordo vinculante (obrigação de fazer).

Na COP-21 o Brasil se comprometeu a reduzir a emissão de gases em 37% até 2025 e 43% até 2030, tomando como referência o ano de 2005. Isso se dará por meio da queda do desmatamento ilegal na Amazônia, pelo cumprimento mais rígido do Código Florestal, pela restauração e reflorestamento de 12 milhões de hectares de florestas e 15 milhões de hectares de pastagens degradadas; além de aumentar a eficiência no setor elétrico em 10% e do maior uso de fontes renováveis na matriz energética (45%).

CONSEQUÊNCIAS PARA O PETRÓLEO

Muito se fala da transição para uma economia de baixo carbono e da queda do consumo do petróleo, o que justificaria ele ser explorado rapidamente, sob risco de ficar no subsolo sem gerar valor econômico.

Para avaliar como o petróleo pode ser impactado por tais mudanças, analisamos o seu comportamento como provedor de energia, a concorrência das novas fontes alternativas e o peso da Ásia na demanda energética.

SEU DESEMPENHO

Não é de hoje que o petróleo perde participação na matriz energética mundial. De fato, isso vem ocorrendo desde a década de 1970, quando as “crises do petróleo” aumentaram o valor nominal do barril. A redução, porém, é lenta, levando mais de 45 anos para perder 1/3 da participação. Por outro lado, o volume absoluto apresenta uma consistente tendência de crescimento, quase permanentemente.

O petróleo é uma fonte ainda não substituível na matriz energética mundial, em termos de intensidade, economicidade, eficiência e diversificação de aplicações; e sem substitutos equivalentes em quantidade e qualidade. Seu suprimento ocorreu,

em geral, a preços razoáveis, com risco mitigado pela diversidade de fornecedores, acesso físico, contratual e comercial (Yergin, 2010).

A resiliência do petróleo é explicada também por ser uma indústria intensiva não só em capital, mas também em ativos. Assim, as mudanças são mais lentas, menos disruptivas, em função dos altos valores investidos na estrutura física e com retorno mais longo. Nas décadas anteriores as formas de substituir derivados de petróleo (gasolina por etanol e diesel mineral por biodiesel) procuraram não mexer no modelo de negócio, que mantém centros integrados de processamento (refinarias), transporte convencional (dutos, barcos) e mesmo sistema de distribuição (postos de serviço). Não é pertinente a comparação com a área de informática, que teve mudanças muito rápidas (grandes computadores, *desktops*, *notebooks*, celulares...), mas que utiliza ativos de baixo valor, mais facilmente substituíveis (embora também seja uma indústria intensiva em capital e tecnologia).

FONTES ALTERNATIVAS

As fontes renováveis são alternativas limpas, com baixa emissão de gases poluentes. A mais tradicional, de origem hidráulica, já é bem explorada há bastante tempo, sendo a mais eficiente na geração elétrica. Contudo, é exigente em condições geográficas, necessitando de áreas livres, rios caudalosos, com grandes desníveis e quedas d'água. É usada em regiões mais propícias, nunca representou nem 10% da matriz mundial e terá uma expansão restrita.

As fontes alternativas (eólica, solar, biomassa...) têm apresentado um crescimento intenso neste século: a capacidade instalada de geração eólica no mundo aumentou 30 vezes no período 2000 – 2017 (GWEC, 2018). Esse desempenho deverá

continuar, mas as fontes alternativas partem de uma base quantitativa muito baixa e, mesmo com essa performance, ainda precisarão de um bom tempo para terem protagonismo.

Sua competitividade ainda é prejudicada pela falta de economia de escala e pelo alto custo inicial para a construção das plantas, o que aponta para a necessidade de estímulos governamentais (incentivos fiscais, financiamentos subsidiados, prêmios, recursos para pesquisa...) para o seu desenvolvimento. Elas terão um mercado crescente, mas ainda precisam de subsídios para sua viabilidade econômica e, em momentos de queda do preço do petróleo, os investimentos nelas caem; além de terem disponibilidade intermitente, o que obriga ao uso de outras fontes como *back-up*. Na Europa Ocidental, onde são mais utilizadas, receberam subsídios muito altos das outras fontes convencionais, tornando a conta de eletricidade mais alta e gerando insatisfação popular.

ÁSIA

Os grandes responsáveis pelo consumo adicional de energia no século XXI são os países da Ásia do Pacífico, com claro destaque para o crescimento de China e Índia, devido à expansão econômica intensa e duradoura, aumento populacional e urbanização. Também podem ser citados, embora com participação menos exuberante, os chamados “Tigres Asiáticos”, países com elevadas taxas de poupança e investimento, e economia pujante voltada para a exportação.

Conforme a Tabela 1, verifica-se que nos últimos 10 anos 66,8% do consumo adicional de energia foi proveniente do par China – Índia; e no mesmo período a dupla foi responsável por mais de 60% dos 11 milhões bpd (barris por dia) acrescentados à demanda mundial do petróleo (Tabela 2).

Portanto, quando se discute consumo energético, deve-se focar na Ásia do Pacífico e, principalmente, nos dois países que têm o peso majoritário. Porém, metade do consumo dessa região é de carvão (BP, 2018), a fonte mais agressiva e poluente; na Índia atinge 56,2% e na China 60,4% (no início da década ultrapassava 70%).

Desta forma, a transição para um mundo com menos carbono na Ásia do Pacífico passa natural-

mente pelo aumento do consumo de petróleo que, substituindo o carvão mineral, baixará os níveis de emissão de GEE na região. A queda percentual de consumo do carvão nos últimos anos pode ser observada na Figura 1. Assim, a decisão de alguns países da Europa Ocidental (como a Dinamarca) de proibir o uso de veículos com motor a combustão a partir de 2030 tem pouco peso em termos gerais, já que lá o consumo de petróleo é pouco significativo.

Tabela 1: Consumo de energia primária (MM tep)

	2007	2017	Acréscimo	Variação (%)	% Acréscimo
China	2.150,3	3.132,2	981,9	45,66	51,07
Índia	450,4	753,7	303,3	67,34	15,77
China + Índia	2.600,7	3.885,9	1.285,2	49,42	66,84
Mundo	11.588,4	13.511,2	1.922,8	16,59	100,00

Fonte: BP (2018)

Tabela 2: Consumo de petróleo (M bpd)

	2007	2017	Acréscimo	Variação (%)	% Acréscimo
China	7.808,0	12.799,0	4.991,0	63,92	45,05
Índia	2.941,0	4.690,0	1.749,0	59,47	15,79
China + Índia	10.749,0	17.489,0	6.740,0	62,70	60,83
Mundo	87.105,0	98.185,0	11.080,0	12,72	100,00

Fonte: BP (2018)

CONCLUSÃO

Caminhamos para um mundo multienergético onde várias formas de energia coexistirão (e o petróleo será uma delas), sem repetir os períodos de destacada liderança que carvão e petróleo já exerceram no passado. Mudanças em fontes energéticas são lentas, ocorrem ao longo de décadas, devido ao elevado custo da estrutura montada, ao demorado

resultado de pesquisas e aos grandes interesses financeiros e políticos envolvidos (D'Almeida, 2015).

Cabe, ainda, lembrar que no segmento de exploração e produção (E&P) o processo é conjunto para petróleo e gás natural, que são hidrocarbonetos, com a mesma origem, variando o estado físico em função das condições de pressão e temperatura.

Historicamente o petróleo tem sido o produto nobre e o gás natural foi, muitas vezes, aproveitado como coadjuvante. Se vier a se confirmar que a energia de transição para o futuro com menos carbono é o gás natural, os papéis poderão se alternar, com o petróleo sendo viabilizado pela produção do gás. Isso é particularmente importante no Brasil onde a abso-luta maioria dos reservatórios é de gás associado (produção conjunta de petróleo e gás); e há expectativa da expansão da área petroquímica / fertilizantes, onde somos importadores de nafta e amônia.

Uma redução no *market share* do petróleo na futura matriz energética parece fora de discussão, mas isto não implica em que essa fonte vá ser desprezada ou perca sua importância econômica e estratégica de um momento para o outro. Assim, tão importante quanto acelerar a produção nacional de petróleo, é procurar aumentar a capacidade de refino no país para que acompanhe a produção e não sejamos meros exportadores de matéria-prima (petróleo) e importadores de “manufaturados” (os derivados, com maior valor agregado).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BP, *Statistical Review of World Energy*, 2018.

D'ALMEIDA, A.L., *Indústria do Petróleo no Brasil e no Mundo: Formação, Desenvolvimento e Ambiente Atual*. São Paulo, Edgard Blucher, 2015.

EPE, *Relatório Final do Boletim Energético Nacional*, 2018.

Global Wind Energy Council, www.gwec.net

YERGIN, D., *A busca: energia, segurança e a reconstrução do mundo moderno*, Rio de Janeiro, Intrínseca, 2014.



Albino Lopes d'Almeida é Graduado em Engenharia de Produção (UFRJ), possui Mestrado e Doutorado em Engenharia de Produção (área de Pesquisa Operacional) pela COPPE-UFRJ. Engenheiro de Petróleo Sênior, trabalhou na PETROBRAS por mais de 33 anos, na área de Exploração e Produção (20 anos) e, posteriormente, exerceu a função de Consultor Senior na área de Finanças, tendo estruturado e gerido os project finance Marlim, NovaMarlim e Gasene. Lecionou na Escola de Engenharia da UFRJ (2000 a 2006); e foi coordenador do MBA em Gestão de Petróleo da FunCEFET-RJ (2002 a 2008). Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Química e de Petróleo da UFF (concursado em 2010), coordenador de diversos cursos de petróleo no Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) e atua como consultor em Petróleo. Autor do livro “Indústria do Petróleo no Brasil e no Mundo: Formação, Desenvolvimento e Ambiente Atual”, publicado pela Editora Blucher (SP) em 2015, finalista do Prêmio Jabuti 2016 na categoria “Engenharias, Tecnologias e Informática”.

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



OPINIÃO

O Alto Potencial de Produção e Uso fará do Biogás a Próxima Fronteira da Energia Renovável no Brasil?

Por Gláucia Fernandes e
Leidiane Mariani*

Em tempos em que o combate às mudanças climáticas vem ganhando cada vez mais importância, o biogás¹ se apresenta como uma opção interessante para a produção sustentável de energia. O biogás e o biometano são as estrelas do momento.

Além de ser uma fonte renovável, o biogás é uma opção de geração firme, despachável, confiável e competitiva. Sua produção é indutora de investimentos na correta destinação e tratamento de resíduos urbanos, industriais e da agropecuária, ou seja, um grande aliado do saneamento ambiental. Além disso, por meio da queima do biogás, converte-se o metano (CH_4) em gás carbônico (CO_2) e água,

evitando-se assim o lançamento na atmosfera de um gás 21 (vinte e uma) vezes mais causador do efeito estufa que o CO_2 .

Do ponto de vista social, além de a destinação adequada dos efluentes reduzir os odores e a quantidade de insetos do entorno de uma instalação, a produção de biogás possibilita a democratização da produção e do uso de energia, redução de gastos com tratamento de efluentes, aumento de renda, geração de empregos, e desenvolvimento regional. Um dos seus principais benefícios é ser produzido muito próximo da fonte de consumo, o que aumenta a eficiência do sistema como um todo, evitando as

¹ O Biogás é uma mistura de gases composta principalmente por metano e dióxido de carbono, obtida normalmente através do tratamento de resíduos domésticos, agropecuários e industriais, por meio de processo de biodegradação anaeróbia. O biometano é um biocombustível oriundo do refino do biogás e possui no mínimo 90% de metano. Sua qualidade é regulamentada por meio da Resolução ANP nº 8/2015 e da Resolução ANP nº 685/2017.

perdas na transmissão e na distribuição da energia. O biogás é também uma fonte renovável não intermitente, o que o difere da energia eólica ou solar e é possível estocá-lo a custos baixos, seja na forma de matéria-prima para a biodigestão, seja como gás. Além disso, devido à previsibilidade na produção, pode atuar como mecanismo regulador da intermitência de outras fontes. É uma fonte de energia bastante versátil, permitindo que sua aplicação seja adaptada à demanda local.

Do ponto de vista econômico, o produtor/empresário, pode utilizar a energia elétrica ou térmica gerada pelo biogás para o abastecimento interno de sua propriedade/empresa e/ou injeção na rede de distribuição para compensação², fazendo com que os custos com o consumo de lenha, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) ou eletricidade sejam reduzidos.

Para o Brasil, com o aumento da produção agroindustrial impulsionada pela produção e uso do biogás, gera-se receita e arrecadação para o país. Também pode ser considerado um fator de segurança energética por diminuir as dificuldades de atendimento da demanda por energia elétrica em áreas distantes no meio rural.

Há ainda a possibilidade de purificação do biogás, dando origem ao biometano, biocombustível que pode ser usado em diversos meios de transporte, de automóveis a caminhões e, ainda, em maquinários agrícolas. A produção brasileira do biometano poderia chegar a um valor anual de 28,5 bilhões m³ e poderia alimentar quase 25% da frota nacio-

nal de veículos, segundo a Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás, 2019). A carga tributária do diesel infere em custos elevados para o país, algo que pode ser minimizado, consideravelmente, ao passo que se amplia o uso de uma diversidade de outros combustíveis, como o biometano, no mercado interno.

Apesar de todos esses benefícios, o biogás ainda representa uma parcela pouco significativa da produção primária de energia no mundo. Em 2015, menos de 0,3% do total foi produzido a partir deste energético. Sob outra perspectiva, o biogás foi a terceira fonte de energia renovável com maior taxa de crescimento anual no período de 1990 a 2015, aumentando 12,8% a.a. e ficando atrás da energia solar fotovoltaica e da eólica, e na frente dos biocombustíveis líquidos (IEA, 2017)³.

No Brasil, a participação do biogás na matriz energética brasileira também é muito baixa, inferior a 1% (EPE, 2019). Por outro lado, a capacidade instalada de biogás para geração elétrica tem crescido substancialmente. Em 2016, o país alcançou quase 120 MW de capacidade instalada de geração elétrica a partir de biogás, o que é um volume seis vezes superior ao registrado em 2007⁴.

Como existem diversas opções de substratos para a produção de biogás, é de se esperar que, com o aprimoramento das tecnologias específicas, o crescimento seja ainda mais relevante. Segundo a EPE, até 2030 o biogás poderá representar o mesmo volume de energia distribuída que a fotovoltaica⁵.

² A geração distribuída de energia elétrica é regulada pela Resolução ANEEL 482/2012, alterada pela 687/2015.

³ IEA – International Energy Agency, Statistics (2017). <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewables-information-2017-edition--overview.html>.

⁴ https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15384/1/BS47_Biogas_FECHADO.pdf.

⁵ http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf.

Segundo o Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás (CIBiogás⁶), se todo o potencial de produção de biogás do Brasil fosse aplicado na geração de energia elétrica, seria equivalente a 24% de toda a demanda nacional de energia. A capacidade elétrica instalada mais do que dobrou entre 2013 e 2018, passando de 70.473 KW para 153.090 KW, alta de 117%. Entre 2016 e 2017, o setor apresentou um crescimento de 14%. As 35 usinas cadastradas no sistema ampliaram a potência instalada de 118,6 megawatt (MW) para 135,3 MW.

A perspectiva é que a produção do biometano deve chegar a 32 milhões m³ diários⁷, volume um pouco maior que a capacidade de importação de gás natural da Bolívia pelo Brasil. Já a ABiogás considera que o potencial nacional é de cerca de 20 bilhões de m³ ao ano nos setores sucroalcooleiro e na produção de alimentos. No setor de saneamento básico, resíduos sólidos e esgotos domésticos, o potencial é de 3 bilhões m³ ao ano.

Várias usinas estão sendo viabilizadas no território nacional. Até 2030, os investimentos nesse setor devem chegar na casa dos R\$ 50 bilhões⁸. Em 2017, por exemplo, a Asja Brasil inaugurou uma usina de biogás, no aterro de Sabará, na região metropolitana de Belo Horizonte. Em 2018, a Sabesp, companhia de saneamento do Estado de São Paulo, passou a produzir biometano em Franca, no interior paulista. O projeto em Franca é o primeiro e até agora único na América Latina a incluir o esgoto urbano na cadeia de produção do biometano, com grande potencial

de ser aproveitado nos ônibus do transporte urbano de passageiros. No município paulista de Caieiras, temos o maior aproveitamento energético de gás de aterro do mundo.

Outro exemplo é a Geoenergética que produz em uma planta no norte do Paraná, energia elétrica e biometano a partir de vinhaça e torta de filtro. Há também o caso da Itaipu Binacional e do CIBiogás que operam uma planta de produção de biometano a partir de resíduos orgânicos dos restaurantes da área da usina hidrelétrica.

No Paraná, existe um projeto em implantação para operar um microgrid (ilha energética) na qual a geração, o armazenamento e o consumo de energia podem funcionar conectados ou não à rede de distribuição. Esse sistema é tido como uma promessa para o futuro do sistema elétrico utilizando sistemas isoláveis de geração distribuída.

Analisando dados mais quantitativos do setor de biogás do Brasil, observa-se que em 2015 havia 127 plantas de biogás em operação no país, produzindo cerca de 1,3 milhões de m³ de biogás por dia⁹ (CIBiogás, 2019). Os mapas da Figura 1 mostram que a maior parte das plantas de biogás no país estão localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Em 2018, segundo o CIBiogás¹⁰, o número de plantas aumentou para 276, alcançando uma produção total de cerca de 3,1 milhões de m³/dia, um aumento de 138% em relação a 2015. Ainda segundo o CIBiogás

⁶ <http://cempre.org.br/informa-mais/id/63/o-alto-potencial-do-biogas-como-fonte-de-energia-e-combustivel>.

⁷ <http://www.canalbioenergia.com.br/apesar-dos-recursos-disponiveis-producao-de-biogas-ainda-e-pequena/>.

⁸ <http://brasilcaminhoneiro.com.br/onibus-gas-america-sp/>.

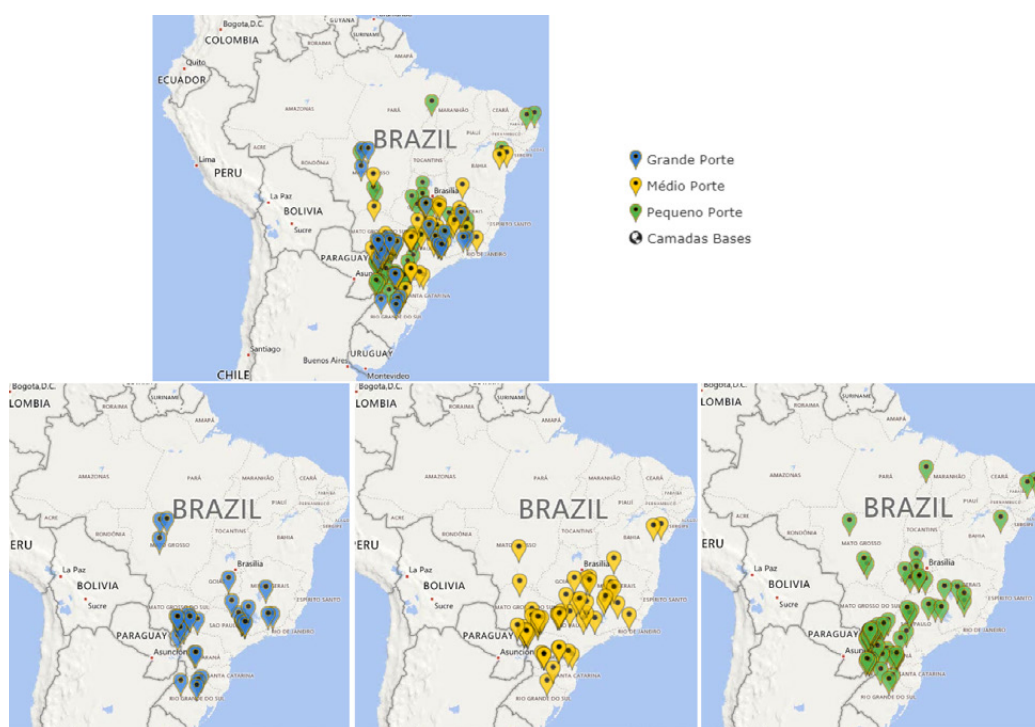
⁹ <https://www.cibiogas.org/>.

¹⁰ <https://bit.ly/2uguT92>.

(2019), 63,8% das plantas de biogás em operação no país eram de pequeno porte (até 2.500 m³/dia de biogás) e, juntas, produziam apenas 4,8% de todo o

volume do país. Porém, cerca de 81,7% do volume de biogás era proveniente de plantas de grande porte (produção >12.501 m³/dia).

Figura 1: Localização de Plantas de Biogás no Brasil.



Fonte: CIBiogás (2015).

Analisando os dados do levantamento do CIBiogás¹¹, vê-se que a maior parte das plantas de biogás do Brasil utilizava substratos provenientes da agropecuária (65% da quantidade de plantas), mas, em relação ao volume produzido, a maior parcela era proveniente de RSU (Resíduo Sólido Urbano) ou esgoto urbano (75% do volume total).

Em particular, o setor de biogás vem demonstrando crescimento na pecuária para geração distribuída de energia elétrica, devido à disponibilidade de efluentes e necessidade contínua da atividade de reduzir

custos de produção (Mariani, 2018)¹². Além disso, esse setor vem aproveitando a redução dos custos e maior acesso a projetos de geração distribuída vividos também pelo setor de solar fotovoltaica. Esse setor também vem sendo muito pressionado a tratar os efluentes, havendo assim uma estrutura de lagoas já instaladas, o que facilita a adaptação para um biodigestor. Apesar do nível tecnológico dessas plantas ser relativamente baixo e o porte pequeno, esses projetos cumprem sua função dentro da capacidade de investimento do empresário produtor de suínos, aves ou leite.

¹¹ <https://www.cibiogas.org/>.

¹² http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/333144/1/Mariani_Leidiane_D.pdf.

No caso do setor industrial, como fecularias, cervejarias e abatedouros, o biogás está sendo utilizado principalmente como fonte térmica, substituindo lenha, GLP ou gás natural, devido à grande demanda térmica que normalmente as indústrias possuem. Apesar da grande chance de haver viabilidade técnica e econômica, não ocorre muito a cogeração de energia térmica e elétrica nessas indústrias, sendo essa uma possível tendência do setor para os próximos anos. Esses empreendimentos acabam por ter porte médio e nível tecnológico mediano na maioria dos casos.

Destaca-se também o caso dos aterros sanitários, que vem liderando o crescimento do setor de biogás do Brasil em relação ao volume. Nesses casos, é notável a facilidade de implantação dos projetos por já haver a produção de biogás em aterros em operação, sendo necessário apenas o investimento no sistema de filtragem e uso energético do biogás. Nesses empreendimentos, o principal uso do biogás é para geração de energia elétrica, mas em alguns poucos casos produz-se biometano, devido ao grande volume de biogás viabilizar um projeto de refino.

Além disso, há setores com grande potencial de biogás e que ainda foram pouco explorados, como o setor sucroenergético. Segundo algumas estimativas da EPE (2015)¹³, esperava-se que esse setor fosse um dos líderes no crescimento da produção de biogás do país, porém a quantidade de plantas aproveitando seus efluentes para isso não chega a uma dezena ainda. Os motivos são vários, dentre eles o que essas usinas já atendem sua demanda energé-

tica com o bagaço e vendem todo o excedente de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e que o foco de investimento dos usineiros acaba sendo ligado a atividade principal, produção de açúcar e etanol. Ao mesmo tempo, setores para os quais não havia grande expectativa de negócios, apesar do potencial técnico, vêm demonstrando crescimento, como a pecuária para GD e indústrias.

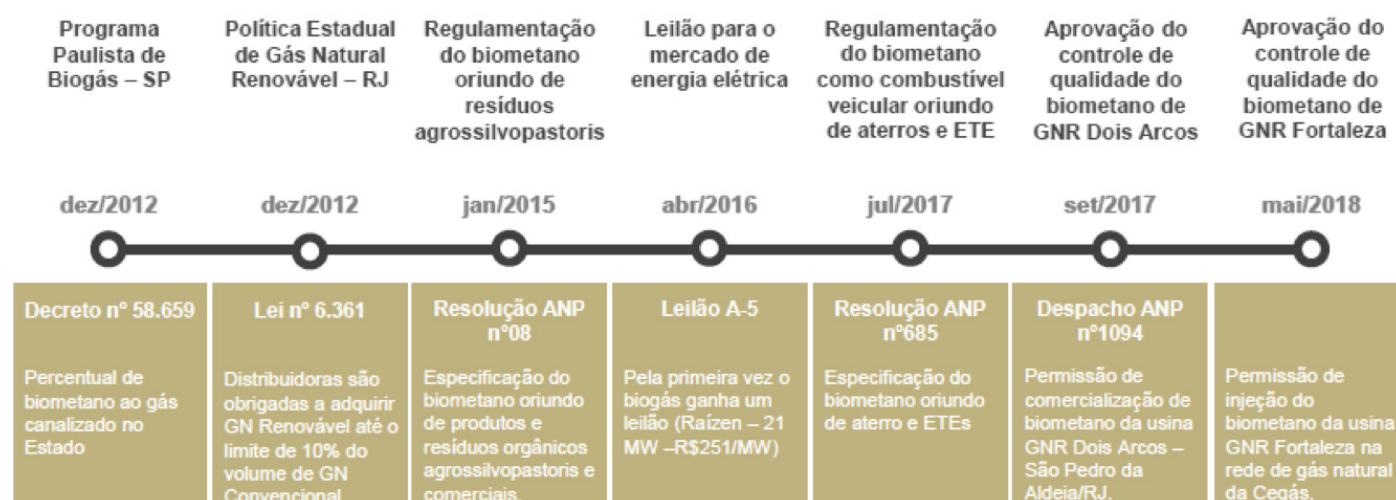
Importante compreender que o principal determinante do valor pago pela eletricidade é relativo ao custo da matéria-prima, caso seja barata e abundante, como os resíduos industriais do agronegócio e/ou dejetos, os custos diminuem. Em geral, o custo nivelado da eletricidade (*levelised cost of electricity* – LCOE) para o biogás está compreendida no intervalo entre US\$ 6/kWh e US\$ 14/kWh (IRENA, 2017). No caso do biometano, deve ser adicionado o custo adicional de processamento, comparado ao custo do gás natural.

De maneira geral, o ambiente regulatório brasileiro teve importantes avanços nos últimos anos, devido ao esforço de diversos atores de instituições públicas e privadas do setor elétrico e de gás (ver Figura 2). Os projetos de lei de Santa Catarina e Paraná foram conquistas importantes em 2018. Os dois estados se juntaram a Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul, que já tinham suas legislações. São Paulo, inclusive, já evoluiu e, em novembro de 2018, anunciou a criação de um Projeto de Lei que determina um percentual mínimo de 1% de injeção de biometano no volume de gás natural comercializado no Estado¹⁴.

¹³ <http://www.epe.gov.br>.

¹⁴ <http://rmai.com.br/especialistas-debatem-sobre-regulamentacao-do-renovabio/>.

Figura 2: Evolução do ambiente regulatório para inserção de biogás na matriz energética.



Fonte: EPE, 2018.

No entanto, apesar desses avanços, ainda há certo desconhecimento por alguns setores do governo sobre as peculiaridades e, ao mesmo tempo, oportunidades do biogás, o que se traduz no modesto avanço das políticas públicas. Em algumas situações, o biogás como fonte de energia, é tratado como se tivesse as mesmas necessidades e características que a energia solar fotovoltaica. Falta perceber que essa é uma fonte ainda em desenvolvimento no país e que possui suas particularidades em relação a diversidade de porte, substratos utilizados, níveis tecnológicos, aplicações energéticas, setores produtivos envolvidos, entre outros.

Dessa forma, o que falta para que o biogás seja impulsionado é o incentivo de políticas públicas específicas para o uso dessa energia renovável. É preciso continuar a evolução do ambiente regulatório, com fortalecimento das agências reguladoras estaduais. É preciso também intensificar a sua atuação na esfera estadual e incentivar a criação de outras políticas específicas, investindo em possibilidades da geração distribuída e no biometano para reduzir custos e emissões em veículos pesados.

Também, seria importante incentivar investimentos em infraestrutura de escoamento do gás, regulamentação da venda de energia e leilões próprios. Também, falta um maior estímulo e conhecimento para as agências de possibilitarem maior financiamento para apoiar o setor. O setor também carece de alternativas para viabilizar os investimentos necessários a uma transição para um sistema mais confiável, competitivo e de baixo carbono.

Um dos pontos altos até o momento para o biometano é o Programa RenovaBio, que promove a indução de eficiência na produção de biocombustíveis e uma redução de emissões no setor com previsibilidade e mecanismos de mercado transparentes e objetivos. Programas de incentivo ao biometano são importantes não apenas à segurança energética, mas alimentar e econômica do Brasil, já que o biometano se apresenta como mais uma estratégia eficiente para garantia de abastecimento de transporte à população.

O biogás e o biometano podem ajudar o Brasil a atingir as metas de redução de emissões de gases de

efeito estufa e trazem benefícios importantes para a sustentabilidade econômica e ambiental. Destaca-se, ainda, a importância da difusão do conhecimento e da capacitação para que haja profissionais capacitados para trabalhar no setor, instalando e operando as plantas de forma eficiente e ágil. Mas, para que o potencial do biogás seja transformado em realidade, é preciso um planejamento a longo prazo e engajamento de todos os atores envolvidos e impactados.

A diversificação energética traz muitas vantagens ao país. O Brasil precisa adotar uma postura de protagonismo com o seu potencial de biomassa residual, além do protagonismo que já teve com o etanol e o biodiesel. O país só tem a ganhar seguindo nessa direção, pois possibilita que todos os benefícios ambientais, sociais e econômicos dessa fonte de energia amplamente disponível sejam aproveitados para gerar mais energia e, principalmente, desenvolvimento para todas as regiões do país.



Gláucia Fernandes – 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.



Leidiane Mariani – Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos na Unicamp, mestre em Gestão Territorial pela UFSC (2008), especialista em Energias Renováveis da Escola de Organização Industrial da Espanha (2013) e graduada em Engenharia Ambiental pela UFPR (2005). Experiência na área de biogás, energias renováveis, sustentabilidade e gestão de projetos. Também trabalhou em projetos de planejamento e gestão ambiental e territorial nos setores energético, rural e agroindustrial. Faz parte da coordenação da Rede de Biodigestores da América Latina e Caribe (RedBioLAC).

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



OPINIÃO

Programas internacionais de incentivo aos biocombustíveis e o RenovaBio

Por Tamar Roitman*

O Brasil se prepara para a entrada em vigor de um programa inédito de descarbonização da matriz de transportes. Até o momento, as medidas adotadas basearam-se apenas na diferenciação tributária entre combustíveis fósseis e renováveis. Instrumentos desta natureza, aparentemente mais simples de serem empregados, envolvem complexidades no que tange à definição de valores ótimos de alíquotas para os tributos.

Para se ter uma diferenciação coerente, que proporcione maior capacidade de competição entre renováveis e fósseis, faz-se necessário um levantamento de todos os incentivos aplicados ao longo da cadeia de produção dos combustíveis. Por outro lado, é preciso avaliar o impacto do tributo na economia e na competitividade do país. Além disso, há externalidades envolvidas na produção e uso de biocombus-

tíveis, que são difíceis de serem precificadas, como a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). O uso de medidas baseadas apenas na tributação também não estimula ganhos de eficiência, uma vez que todos os agentes regulados são tratados de forma igualitária.

O etanol ou qualquer outro combustível vendido no país está sujeito às mesmas tributações federais, independentemente do processo produtivo empregado ser mais ou menos eficiente. Isso quer dizer que o etanol produzido em usinas que empregam processos de cogeração de energia e aproveitam os resíduos para a produção de energia ou biogás, por exemplo, tem o mesmo valor que o etanol produzido em usinas de baixa eficiência no mercado brasileiro, o que não traz incentivos ao investimento em melhoria de processos.

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, inova ao se basear no reconhecimento da capacidade de cada combustível em contribuir para a redução de emissões de GEE e promover a descarbonização do setor de transportes. A iniciativa, centrada na avaliação da intensidade de carbono de cada combustível, tem, ainda, um alto potencial para promover ganhos de eficiência energética na produção e no uso dos biocombustíveis, uma vez que os combustíveis com níveis menores de emissões associadas poderão emitir um número maior de créditos a serem comercializados, criando um incentivo para que o produtor invista na redução da intensidade de carbono do seu produto.

Na realidade, o mecanismo de funcionamento do RenovaBio é inovador no Brasil, mas ele teve como fonte de inspiração diversas iniciativas internacionais que estão em vigor há mais de oito anos, entre elas o *Renewable Fuel Standard* (RFS), dos Estados Unidos, o *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), da Califórnia, e o *Renewable Energy Directive* (RED), da União Europeia. Cada um destes programas tem um mecanismo de funcionamento e objetivos próprios, chegando a resultados distintos, como será discutido a seguir.

RENEWABLE FUEL STANDARD (RFS) - ESTADOS UNIDOS

O RFS, criado em 2005¹, é um programa federal com metas anuais crescentes de volumes de combustíveis renováveis a serem misturados em derivados de petróleo, sendo o objetivo de longo prazo atingir um volume de 36 bilhões de galões (cerca de 136

bilhões de litros) de combustíveis renováveis em 2022. Os agentes com obrigações no âmbito do programa são as refinarias e importadores de gasolina ou óleo diesel, pois são os responsáveis por efetuar as misturas de combustíveis e biocombustíveis (no Brasil, esse papel fica com as distribuidoras).

Cada categoria de combustível renovável é classificada de acordo com o processo produtivo e a quantidade de GEE emitida no seu ciclo de vida, em relação ao combustível derivado do petróleo que é substituído, sendo quatro as categorias: i) diesel obtido de biomassa (biodiesel ou HVO – Óleo Vegetal Hidrotratado²), com redução das emissões em, pelo menos, 50%; ii) biocombustíveis celulósicos (etanol ou biodiesel celulósico), com redução das emissões em, pelo menos, 60%; iii) biocombustíveis avançados (o etanol de cana de açúcar é um exemplo), com redução das emissões em, no mínimo, 50%; e iv) renováveis ou convencionais (como o etanol de milho), em que a redução das emissões é de, pelo menos, 20%.

Entre os principais desafios enfrentados pelo programa está a dificuldade em se ter oferta suficiente para cumprir as metas propostas, principalmente em função do lento desenvolvimento da produção de biocombustíveis celulósicos, o que demandou a revisão dos volumes obrigatórios e a concessão de dispensas de uso ("waivers"). O consumo total de combustíveis no país também está abaixo do previsto, o que se reflete na menor demanda por biocombustíveis. Apesar de ser permitida a utilização de misturas com até 85% de etanol na gasolina (E85), na prática, o percentual de mistura está limitado a 10%, em função de restrições de infraestrutura e demanda, segundo a EIA

¹ O RFS foi criado pelo Energy Policy Act (EPA) de 2005, sendo ampliado e prorrogado pelo Energy Independence and Security Act (EISA) de 2007.

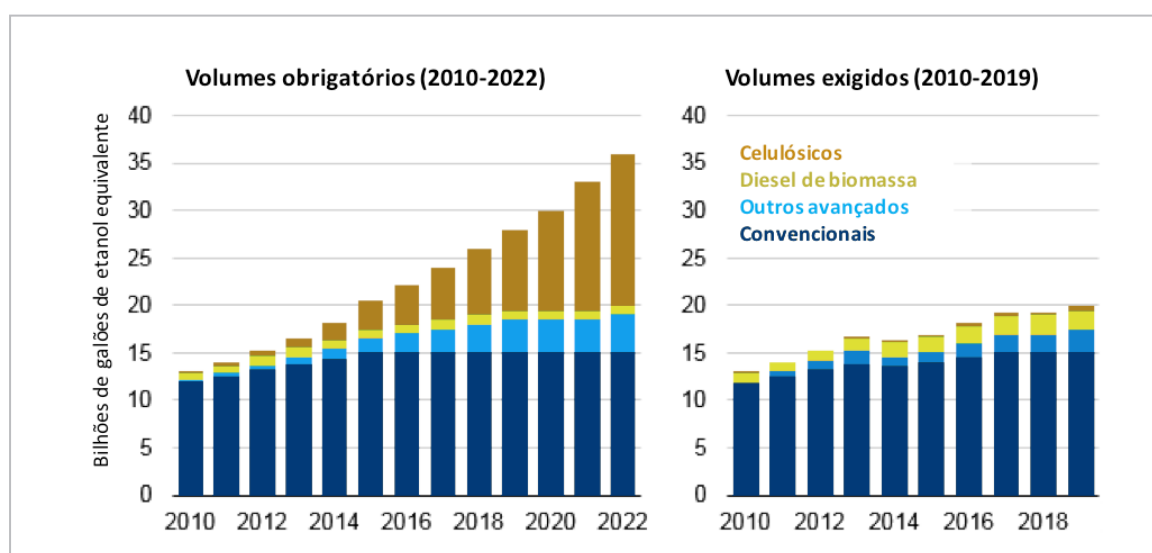
² O HVO também é chamado de diesel renovável.

(U.S. Energy Information Administration, 2019)³. No caso do diesel, em média este combustível contém 5% de biodiesel ou HVO, segundo a EPA (Environmental Protection Agency, 2018)⁴.

Para 2019, por exemplo, a EPA⁵ determinou um volume obrigatório de, aproximadamente, 20 bilhões de galões (cerca de 75 bilhões de litros) de biocombustíveis, o que representa uma redução de

quase 30% em relação aos 28 bilhões de galões (106 bilhões de litros) propostos inicialmente pelo programa, conforme mostrado na Figura 1. Mesmo com os volumes abaixo do previsto, a produção efetiva de biocombustíveis nos Estados Unidos, no âmbito do RFS, aumentou de 7,0 para 18,0 bilhões de galões (o equivalente a um aumento de 26 para 68 bilhões de litros) entre 2010 e 2017, segundo dados da EPA⁵.

Figura 1: Volumes obrigatórios (definidos na regulamentação) e volumes exigidos (após revisão) no RFS



Fonte: Adaptado de EIA, 2019

LOW CARBON FUEL STANDARD (LCFS) – CALIFÓRNIA

No estado americano da Califórnia, além do programa federal, há uma iniciativa própria, criada em 2009, voltada para a redução das emissões de GEE do setor de transportes. O LCFS entrou em vigor em 2011 com

o objetivo de reduzir em, pelo menos, 10% a intensidade de carbono⁶ dos combustíveis de transporte do estado até o ano 2020, tendo como base o ano de 2010. Em 2018, uma revisão do programa alterou parte do cronograma inicial e prorrogou a sua duração por mais uma década, com uma nova meta de redução de 20% da intensidade de carbono até 2030.

³ Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37712>

⁴ Disponível em: <https://www.govinfo.gov/app/details/FR-2018-12-11/2018-26566>

⁵ Disponível em: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/spreadsheet-rin-generation-and-renewable-fuel-0>

⁶ A intensidade de carbono representa as emissões associadas ao ciclo de vida de produção, distribuição e consumo dos combustíveis, e é expressa em g de CO₂ equivalente por unidade de energia (MJ).

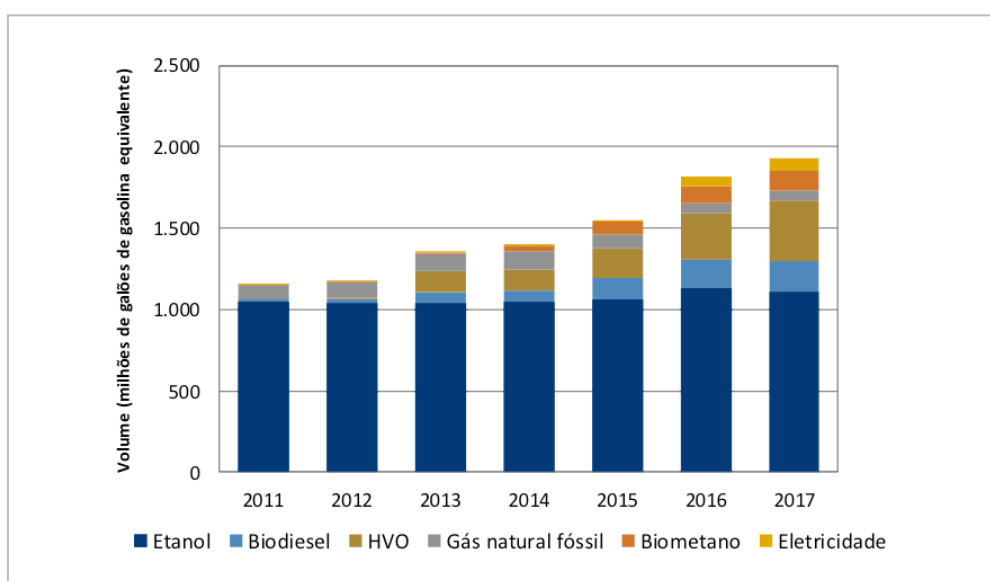
O mecanismo de funcionamento do LCFS é conhecido como “*cap and trade*”, no qual define-se um limite máximo para as emissões totais da matriz de combustíveis e cria-se um sistema de comércio de créditos. Os combustíveis com intensidade de carbono abaixo do padrão de referência geram créditos, enquanto aqueles com intensidade acima do padrão geram débitos. O programa da Califórnia permite, então, que o próprio mercado determine quais os biocombustíveis e quanto de cada um será utilizado para alcançar as reduções definidas para a intensidade de carbono.

As partes obrigadas (refinarias e importadores de combustíveis fósseis) devem obter créditos em quantidades iguais aos débitos gerados. Os créditos podem ser obtidos por meio da mistura de biocombustíveis aos derivados fósseis ou da aquisição de créditos. O programa permite, ainda, que refinarias e produtores de petróleo gerem créditos com a implementação de projetos que reduzam a intensidade de

carbono de combustíveis fósseis nestas instalações. Além dos biocombustíveis, outros combustíveis de transporte de baixo carbono, como eletricidade e hidrogênio, também geram créditos.

A intensidade de carbono dos combustíveis alcançou a meta de redução de 5% em 2017, mostrando que o programa tem apresentado um bom desempenho. O LCFS permitiu o desenvolvimento de diferentes biocombustíveis, com destaque para o aumento da participação do biometano, o diesel renovável e a eletricidade para uso em veículos elétricos, conforme mostra a Figura 2. O consumo de combustíveis renováveis na Califórnia, como resultado do programa, aumentou de 1,2 para 1,9 bilhões de galões de gasolina equivalente, entre 2011 e 2017. O consumo de etanol ficou praticamente estável no período, aumentando de 5,7 para 6 bilhões de litros, enquanto o de biodiesel e HVO passou de 54 milhões de litros, em 2011, para 1,9 bilhões de litros, em 2017, de acordo com dados do *California Air Resources Board*, 2019⁷.

Figura 2: Volumes de combustíveis utilizados no LCFS



Fonte: Adaptado de *California Air Resources Board*, 2019

⁷ Disponível em: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/dashboard/dashboard.htm>

RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE (RED) – UNIÃO EUROPEIA

A política de energias renováveis da União Europeia, definida por meio das chamadas Diretivas, estabelece metas de participação de energias renováveis e biocombustíveis nas matrizes energéticas dos seus países-membros. Tais regulações têm como objetivo reduzir as emissões de gases de efeito estufa desses países, promovendo o uso de fontes diversas de energia limpa que sigam critérios de sustentabilidade, mas sem especificar a participação de cada fonte ou tipo de biocombustível a ser usado.

A primeira Diretiva de Energias Renováveis (RED I) da União Europeia foi lançada em 23 de abril de 2009 e estabeleceu como meta ter 20% do consumo final de energia a partir de fontes renováveis até 2020, o que incluiu ainda a obrigação de 10% de energia renovável no setor de transportes. Os fornecedores de combustíveis também são obrigados a reduzir em 6% as emissões de gases de efeito estufa do *mix* de combustíveis da União Europeia até 2020, em relação a 2010.

Em 2015, foi lançada uma nova Diretiva, voltada para a redução das mudanças indiretas do uso da terra (*Indirect Land Use Change – ILUC*), com critérios de sustentabilidade da produção de biocombustíveis. Essa regulação definiu um limite máximo de 7% de participação de biocombustíveis convencionais (produzidos a partir de matérias-primas alimentares) e uma meta de 0,5% de utilização de

biocombustíveis avançados (produzidos a partir de biomassas não destinadas à alimentação).

A continuação do programa após 2021 foi definida em 2018, com a aprovação do RED II. Esta nova diretiva determina a participação de 32% de fontes renováveis no consumo de energia e 14% de renováveis no setor de transportes. Em relação aos biocombustíveis, a participação de avançados deve alcançar, pelo menos, 0,2% em 2022, 1% em 2025 e 3,5% em 2030. No caso dos biocombustíveis convencionais, o consumo ficará congelado nos níveis de 2020, com um adicional possível de 1% e um limite máximo de 7%.

De acordo com o relatório *Renewable energy statistics*, da Eurostat (2019)⁸, a participação de energia renovável no consumo de combustíveis de transportes dos países-membros em 2017 foi de 7,6%. Houve um crescimento expressivo do uso de biocombustíveis desde 2004, quando apenas 1,4% da energia do setor foi proveniente de fontes renováveis, mas os 7,6% ainda estão abaixo dos 10% definidos para 2020.

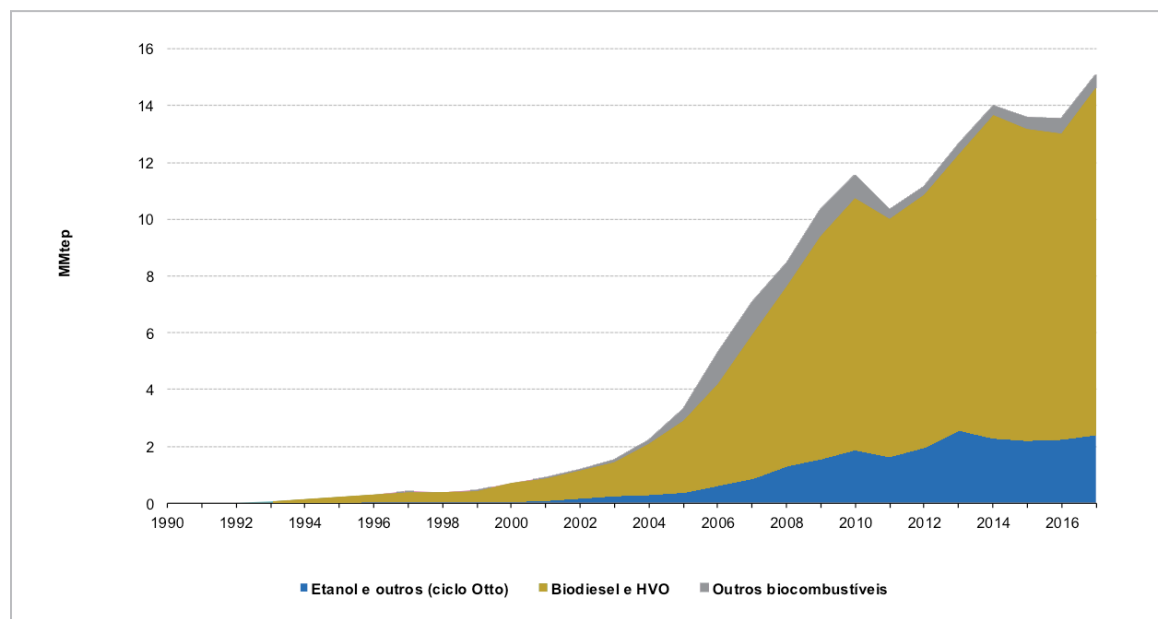
A Figura 4 mostra a evolução da produção de combustíveis líquidos na União Europeia. Em 2017, foram produzidos 15,1 MMtep⁹ de biocombustíveis. A produção de etanol e outros biocombustíveis utilizados em motores do Ciclo Otto equivale a, aproximadamente, 4,7 bilhões de litros, enquanto a produção de biodiesel e HVO equivale a cerca de 15,7 bilhões de litros¹⁰. A União Europeia é o maior produtor e consumidor de biodiesel (e HVO) do mundo.

⁸ Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics

⁹ tep = tonelada equivalente de petróleo

¹⁰ As conversões utilizadas estão disponíveis em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Tonnes_of_oil_equivalent_\(toe\)](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Tonnes_of_oil_equivalent_(toe))

Figura 4: Produção de biocombustíveis na União Europeia



Fonte: Adaptado de Eurostat, 2019

RENOVABIO - BRASIL

Cada uma das iniciativas internacionais apresentadas tem um mecanismo de funcionamento distinto, porém o objetivo é o mesmo: estimular a produção e o uso de combustíveis renováveis no setor de transportes visando a redução das emissões de gases de efeito estufa deste setor. Enquanto o RFS determina volumes obrigatórios de cada categoria de biocombustível e a regulação europeia define percentuais de participação de energia renovável na matriz de combustíveis, o programa da Califórnia emprega um sistema do tipo *cap and trade*, com limites de emissões e um sistema de comercialização de créditos.

O RenovaBio, se aproxima mais do programa da Califórnia, o qual tem tido sucesso em alcançar os compromissos anuais. O instrumento escolhido pelo Brasil para promover a descarbonização da sua matriz de transportes está alinhado com as políticas adotadas mundialmente, em vigor há alguns anos e com resultados que comprovam a sua eficácia no

aumento da utilização de biocombustíveis. Além de se inspirar nesses exemplos, o Brasil também tem a oportunidade de aprender com os erros e acertos de cada programa, aumentando as chances de sucesso da sua aplicação no país.

No âmbito do programa brasileiro, as metas de descarbonização já foram estabelecidas em 10,1% de redução da intensidade de carbono da matriz de combustíveis até 2028, enquanto a operacionalização do sistema de comércio dos Créditos de Descarbonização, chamados de CBios, está sendo estruturada. Além das metas relacionadas com a capacidade de cada combustível contribuir para a redução das emissões de GEE promoverem ganhos de eficiência na produção de biocombustíveis, a comercialização dos créditos em um mercado regulado aumenta a transparência do programa, o que o torna inovador e extremamente promissor.

A importância de um programa desse tipo ainda vai muito além dos objetivos de redução de impac-

tos ambientais que motivaram os Estados Unidos e a Europa na criação dos seus programas. No Brasil, incentivar a indústria de biocombustíveis significa aumentar a produção agroindustrial, gerar emprego e desenvolvimento regional, além

de fomentar pesquisa e inovação. Todos estes são fatores imprescindíveis para elevar a competitividade da indústria brasileira, não apenas de biocombustíveis, mas de toda a cadeia associada à sua produção e uso.



Engenheira química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre pelo Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE/UFRJ, e aluna de doutorado em Bioenergia (curso integrado USP, UNICAMP e UNESP). 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.

* 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

O mês de janeiro/19 apresentou produção diária de 2,63 MMbbl/d, volume 2,2% inferior aos 2,69 MMbbl/d produzidos em dezembro/18 (Tabela 2.1). A realização de serviços de manutenção nas plataformas P-74 (campo de Búzios), FPSO Cidade de São Paulo (campo de Sapinhoá), FPSO Cidade de Mangaratiba (campo de Lula), FPSO Cidade de

Niterói (campo de Marlim Leste) e P-58 (no Parque das Baleias) foram os principais responsáveis pela queda registrada. Entretanto, com a entrada dos sistemas de produção P-67 (do campo de Lula) em janeiro, P-76 (3ª unidade do campo de Búzios) em fevereiro, P-77 (4ª unidade do campo de Búzios) em março, a expectativa é de que o *ramp up* das unidades contribua para um incremento na produção nacional em 2019, que ainda deve ter pelos menos mais uma unidade da Petrobras entrando em operação neste ano, a P-68 no campo de Berbigão.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.630.926,0	-2,2%	81.558.704,5	0,6%
Consumo Interno	1.611.825,1	-0,4%	49.966.578,6	5,3%
Importação	165.697,1	-15,7%	5.136.609,0	-12,0%
Exportação	1.467.031,0	37,5%	45.477.960,7	18,2%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A estatal brasileira apresentou seu resultado financeiro anual para 2018 no final de fevereiro de 2019, tanto da Petrobras quanto da BR Distribuidora. Ambas as empresas obtiveram superávit, combinando lucro líquido de R\$ 29 bilhões no ano. No caso específico da Petrobras, o resultado positivo contraria os últimos quatro anos negativos. Entre as razões que justificam a mudança, estão: os desinvestimentos promovidos no último ano (cessão de 25% da participação no campo de Roncador para a Equinor, cessão de parcelas da participação nos campos de Lapa e Iara para a Total e cessão de ativos no Golfo do México para a Murphy), aumento nas margens de exportação de óleo cru e de venda de derivados (que encontraram melhores condições de cotação do dólar e do preço de referência do petróleo) e melhorias internas implementadas, com destaque para a redução de despesas gerais e administrativas.

Adicionalmente, a Petrobras apresentou no mês de março de 2019 um Plano de Resiliência¹, com o objetivo de maximização de valor a seus acionistas e ao país. As três principais frentes do plano são: ampliação do programa de desinvestimentos (entre campos maduros terrestres e de águas rasas e ativos do *downstream*), diminuição de gastos operacionais gerenciáveis (gastos com pessoal, publicidade, patrocínio, entre outros) e, por fim, a liberalização do excesso de capital disponível, hoje estacionado em caixa.

Segundo dados da ANP, em janeiro/19, 95,9% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.360 poços, sendo 717 marítimos e 6.643 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em janeiro de 2019, sua produção foi oriunda de 90 poços e chegou a 1,5 MMbbl/d de óleo e 61,5 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,84 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Vale ressaltar que o campo de Lula, maior produtor do país, recebeu em fevereiro de 2019 a sua 9ª e última unidade produtora, a P-67, com capacidade de produção de 150 Mbbl/d e que deve produzir por meio de nove poços produtores. O sistema conclui o plano de desenvolvimento programado pela Petrobras e deverá levar o campo à marca de 1 MMbbl/dia produzidos, menos de 10 anos após sua declaração de comercialidade (2010).

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o leilão do excedente da cessão onerosa já tem data e especificações planejadas: será realizado no dia 28 de outubro de 2019, sob o regime de partilha, e ofertará quatro áreas: Atapu, Búzios, Itapu e Sépia. As empresas interessadas deverão, além de vencer o leilão, ressarcir a Petrobras pela fase exploratória já executada. Outros detalhes como o bônus de assinatura, o percentual mínimo de óleo lucro e os valores de ressarcimento à Petrobras serão discutidos no CNPE em abril e serão divulgados posteriormente. Uma última discussão acerca do certame trata do repasse de parte dos recursos obtidos com o leilão a estados e municípios. A articulação dos governos estaduais envolve um possível apoio à reforma da previdência no caso de o governo federal concordar com o repasse.

A Petrobras manifestou interesse em participar, como operadora, de três dos cinco blocos que serão ofertados na 6ª rodada de partilha: Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário. As outras

¹ https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980840&p_editoria=8

áreas terão ampla concorrência, em condições de igualdade para a estatal e as IOCs. O leilão está agendado para o 2º semestre de 2019, mas segue sem data definida. Também para o 2º semestre está agendada a 16ª rodada de concessão, que já conta com pré-edital divulgado e divulgação de ofertas prevista para 10 de outubro.

Outra oportunidade de investimento, que teve mudança nos últimos dias, foi a oferta permanente, que adicionou 472 áreas (458 blocos e 14 áreas em acumulações marginais), totalizando 630 disponíveis, entre blocos e acumulações marginais. A oferta permanente se refere a áreas que foram devolvidas (ou estão em processo de devolução) e blocos exploratórios que foram devolvidos ou não arrematados em certames anteriores. As áreas só vão a sessão pública com a declaração de interesse por parte de uma empresa inscrita acompanhada de garantia de oferta (ANP, 2019)².

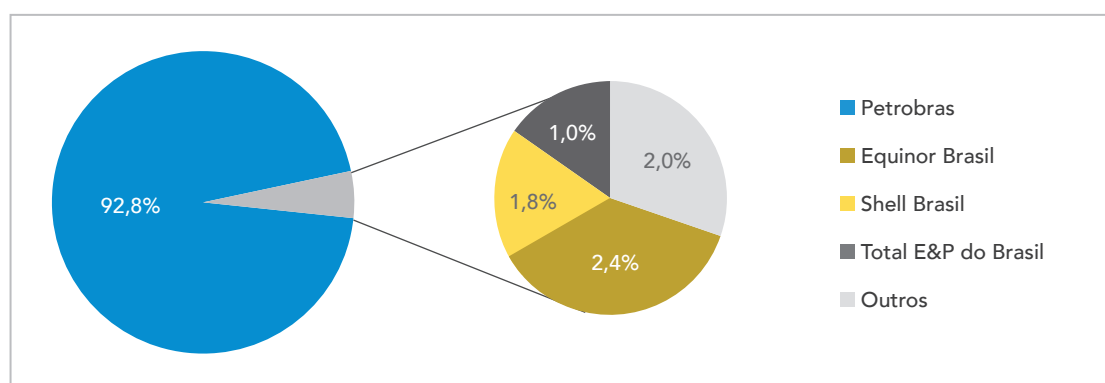
No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92,8% da produção, em janeiro/19 (Figura 2.1). A participação da Equinor Brasil se manteve em 2,4%, mesmo percen-

tual de dezembro/18. A produção no campo de Peregrino foi ligeiramente maior em janeiro. A norueguesa acaba de inaugurar um centro de pesquisa no país, em parceria com a FAPESP. O centro de pesquisa em engenharia e gerenciamento de reservatórios e de produção de petróleo e gás será sediado na Unicamp e terá foco em três linhas de pesquisa: otimização de produção, recuperação avançada de óleo e gerenciamento de água. A experiência norueguesa, aliada ao desenvolvimento tecnológico, é uma excelente oportunidade de aprendizagem para o país.

A Shell aumentou em 38% a sua produção operada no país, elevando seu patamar a 1,8%, em janeiro (em dezembro/18, foi de 1,1%). O resultado positivo está intimamente associado ao *ramp up* da produção do FPSO Fluminense, que produz nos campos de Bijupirá e Salema (incremento de 5,6 Mbbbl/d) e aumento da produção no campo de Ostra, feito pelo FPSO Espírito Santo.

Por fim, a Total também manteve a sua parcela em janeiro/19 quando comparada a dezembro/18, em 1%. Ainda assim, houve ligeiro incremento na produção dos dois poços do campo de Lapa.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (janeiro/19)



Fonte: ANP, 2019.

² <http://www.anp.gov.br/noticias/5054-oferta-permanente-passa-a-contar-com-630-areas>

Ainda não constando entre as empresas com maior operação no país, mas com o segundo maior conjunto de áreas sob concessão, a ExxonMobil negocia o licenciamento de 11 poços exploratórios em águas profundas de Sergipe-Alagoas. Ao lado da Petrobras, a americana aposta na região, que apresenta hoje o segundo melhor polo de investimentos *offshore* do Brasil. A empresa divulgou recentemente seu boletim de reposição de reservas, com aumento de 313% em relação a 2017. Os 4,5 Bboe provados de petróleo advém, principalmente, de descobertas no *offshore* da Guiana e do Brasil.

Também vale destacar a entrada de novas operadoras no mercado brasileiro. A norueguesa BW Offshore, fornecedora usual de serviços, plataformas e navios, negociou a compra de 100% do Campo de Maromba, na Bacia de Campos. A operação marca não só mais uma atuação positiva do desinvestimento da Petrobras (que tinha 70% do campo, sendo os outros 30% da Chevron) como o interesse de empresas internacionais na operação de campos fora do pré-sal.

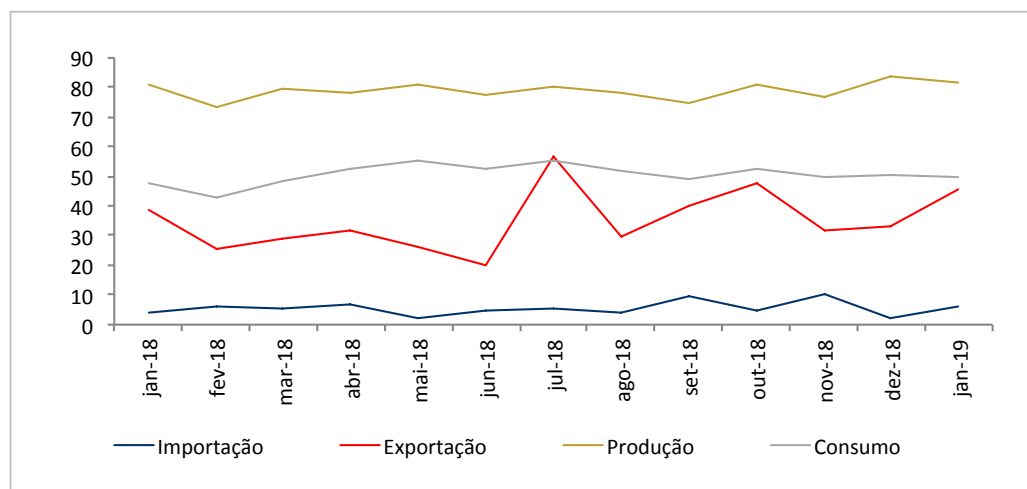
As principais produtoras *offshore* independentes brasileiras (Dommo Energia, PetroRio e Queiroz

Galvão) mantiveram sua produção mensal relativamente estável quando comparadas a de dezembro de 2018. Entretanto, a PetroRio, após recente aquisição do campo de Frade junto à Chevron, planeja iniciar a campanha exploratório no campo no primeiro trimestre de 2020. Mais avançada, a Queiroz Galvão já está perfurando o 3º poço no campo de Atlanta, com o objetivo de definir o desenvolvimento definitivo do campo.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em janeiro de 2019, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo se manteve estável. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se alta em ambos os índices, com destaque para a Exportação, que teve aumento de 37% em relação ao mês anterior.

Em uma comparação anual, em 2018, um dos estados brasileiros que mais se aproveitou das oscilações do câmbio e dos preços de referência internacional para o petróleo foi o Rio de Janeiro, cujas exportações avançaram 37% em relação a 2017, sendo a maior parte dessa alteração em função do petróleo, quase 300 MMbbl/d a mais que o ano anterior.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMbbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent se recuperou no mês de janeiro após três meses de queda, atingindo o valor de US\$ 59,41/bbl, mais de US\$ 20 abaixo da média de outubro de 2018. O WTI também se recuperou e chegou ao valor de US\$ 51,38/bbl.

Também em janeiro, a produção norte-americana de petróleo alcançou a marca recorde de 12 MMbbl/d, contrariando previsões da EIA que apontavam que a produção só atingiria esse valor no segundo trimestre de 2019. Os avanços tecnológicos e a geologia favorável da região do Permiano são alguns dos motivos para o crescimento.

Diante desse cenário, os membros da OPEP+ concordaram em reduzir a oferta de petróleo ao mercado em cerca de 1,2 MMbbl/d no primeiro semestre de 2019. Entretanto, os cortes têm sido desiguais, com a Arábia Saudita cortando mais e de

forma mais rápida do que outros membros importantes, como a Rússia.

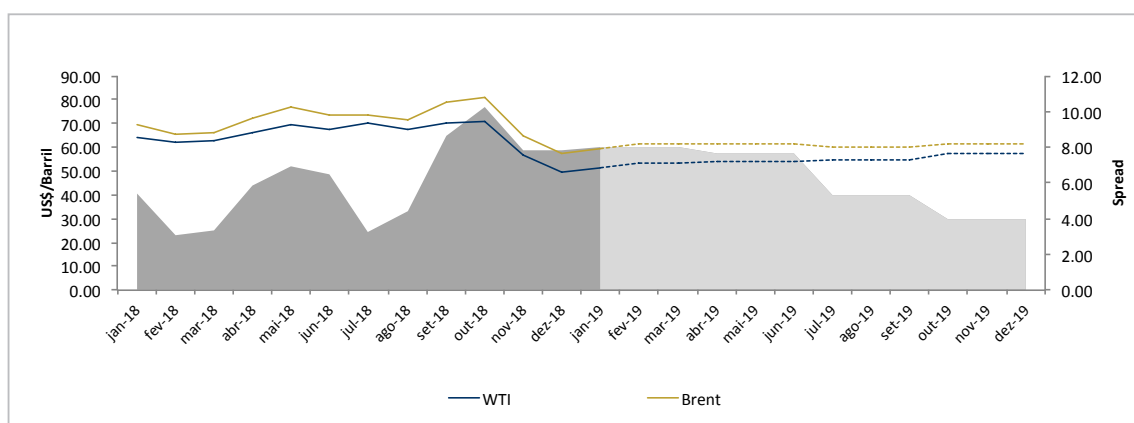
A Nigéria, por exemplo, reportou dificuldades na contenção da sua produção, principalmente com o *ramp up* da produção do FPSO Egina (de capacidade de 200 Mbbbl/d) no campo de mesmo nome, que em março já deve chegar ao seu pico de produção. O campo representa cerca de 8% da capacidade de produção atual de petróleo na Nigéria (hoje de 2,5 MMbbl/d).

Outro problema é o caso da Venezuela, que está enfrentando sérios gargalos de distribuição e, por conseguinte, de estocagem. O embargo imposto pelos EUA ao óleo do país (eram o maior consumidor do petróleo venezuelano) fez com que navios tanque estocassem mais de 8 MMbbl, com valor estimado de meio bilhão de dólares. A Índia foi reportada como um dos poucos destinos do óleo venezuelano nesse novo cenário, contrariando o embargo americano.

Um destaque importante para o Brasil nesse cenário internacional é que investidores e entidades internacionais apontam o país como um dos principais polos de exploração de petróleo do mundo, ao lado dos Estados Unidos e da OPEP+. Os relatórios ressaltam

inclusive que o país pode se tornar um problema para o cartel, pois o incremento na oferta de óleo brasileiro ao mercado pode contribuir para alterações de preço e para o fornecimento de certas regiões, principalmente as dependentes de óleo cru médio a pesado.

Figura 2.3: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em janeiro de 2019, a maioria das áreas *onshore* dos estados registrou aumento, contribuindo para o primeiro incremento da produção em terra do país nos últimos quatro meses. Entre os maiores incrementos estão o Parque dos Gaviões no Maranhão (aumento de 18 Mbbl/d) e o campo de Sabiá Bico-de-Osso no Rio Grande do Norte (aumento de 1 Mbbl/d).

Uma região que deve sofrer mudanças drásticas nos próximos meses são as águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas. Além dos já reportados investimentos exploratórios que estão sendo realizados pela ExxonMobil na região, a Petrobras recebeu, recentemente, licença do Ibama para instalar um FPSO na região e testar a descoberta de Farfan (original dos blocos do BM-SEAL-11). O Teste de Longa Duração

(TLD) será realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente e durará seis meses. A Petrobras prevê o início da produção do primeiro módulo na região para 2023.

O estado do Espírito Santo está estudando a criação de um fundo soberano para aproveitar as receitas, principalmente as relativas a Participação Especial, geradas pela exploração e produção de petróleo nos campos do Estado. Uma das principais entradas do fundo seriam os valores retroativos de Participação Especial, pagos pela Petrobras ao estado, após a unificação dos campos do Parque das Baleias. O acordo de R\$ 3,6 bilhões será dividido entre União (R\$ 1,8 bilhão), estado (R\$ 1,4 bilhão) e municípios (R\$ 360 milhões). Vale mencionar que fundos soberanos são mecanismos criados por Estados visando à formação de

poupança para gerações futuras a partir de determinados ativos, geralmente recursos naturais. Em países desenvolvidos, como o Reino Unido e a

Noruega, os fundos soberanos são vistos como solução para a chamada “doença holandesa”³ e alavancadores do seu desenvolvimento industrial.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.474	0,3%	76.686	-9,1%
	Offshore	127	6,3%	3.926	29,5%
AM	Onshore	19.449	-1,4%	602.921	0,1%
BA	Onshore	28.092	-2,8%	870.840	-9,1%
	Offshore	314	-29,7%	9.728	-44,7%
CE	Onshore	939	-1,1%	29.105	-8,9%
	Offshore	3.972	-9,7%	123.143	2,0%
ES	Onshore	9.829	2,9%	304.706	-9,0%
	Offshore	316.613	-1,0%	9.815.018	-5,4%
MA	Onshore	24	317,7%	736	-52,6%
RJ	Offshore	1.905.466	-1,6%	59.069.455	5,5%
RN	Onshore	35.774	2,1%	1.109.004	-4,7%
	Offshore	4.659	-3,1%	144.435	-16,6%
SP	Offshore	287.563	-7,9%	8.914.461	-15,5%
SE	Onshore	12.058	1,1%	373.804	-28,0%
	Offshore	3.572	-7,5%	110.737	-33,9%
Total		2.630.926	-2,2%	81.558.704	0,6%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em janeiro de 2019, diante de preços internacionais e dólar mais amenos, o mercado de derivados foi intensamente movimentado no que diz respeito as importações e exportações, com destaque para a duplicação da importação de QAV (elevada também pelo aumento do tráfego aéreo no fim do ano). Também vale destacar a queda no consumo de quase todos os combustíveis em análise. A principal delas ficou com a gasolina que,

na maioria dos casos, não teve vantagem quando comparada ao etanol.

Com relação ao segmento de *downstream*, a Petrobras espera apresentar um novo modelo para seu reposicionamento no segmento nos próximos meses. A expectativa é de flexibilização da sua participação, principalmente diante dos 98% de fatia de mercado atuais. O foco da empresa é a exploração e produção (E&P), já anunciado pelo plano de negócios 2019-2023, com uma relação de investimentos oito vezes superior quando comparada ao *downstream*.

³ Termo criado pela revista The Economist em 1977 para analisar as causas da crise econômica ocorrida na Holanda nos anos 70. O termo se refere a vasta dependência de um país a um determinado recurso natural que este possui, impactando negativamente no resto da sua balança comercial.

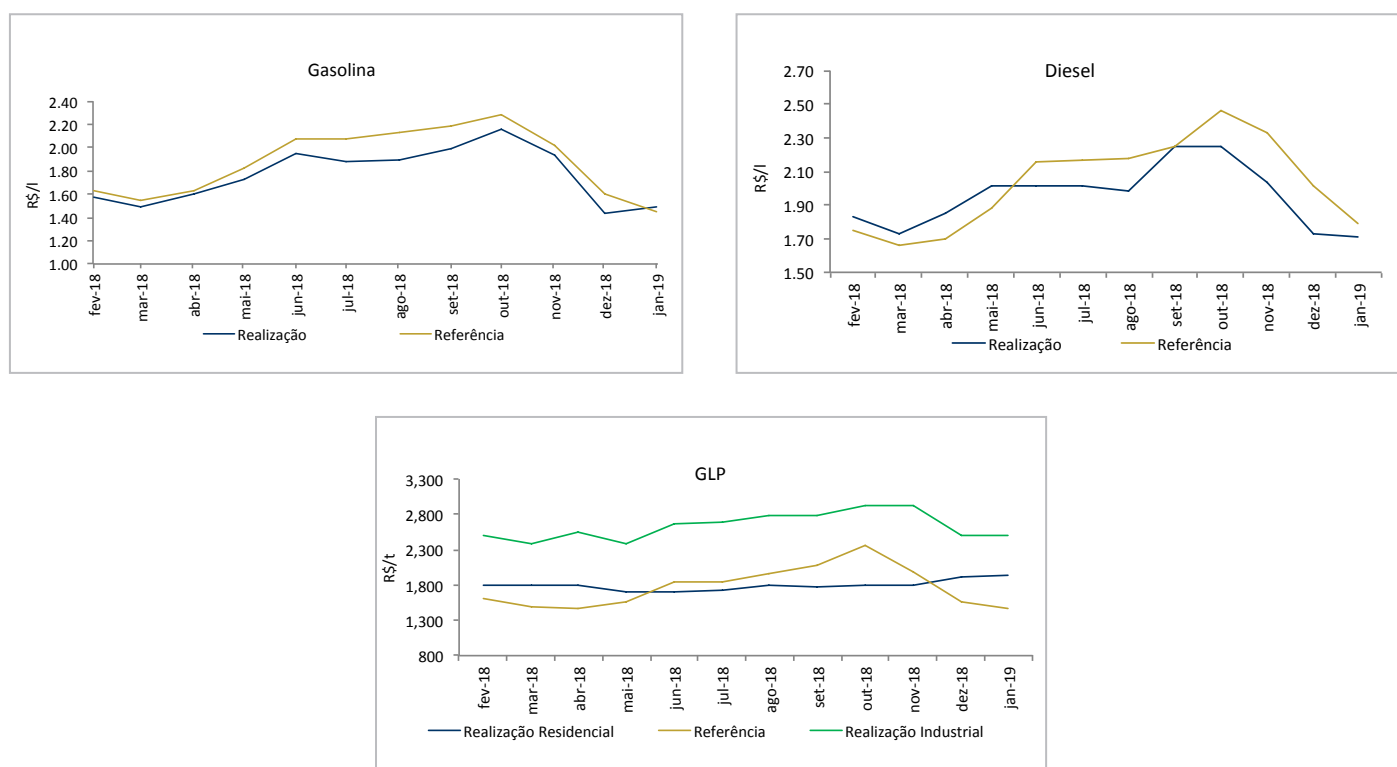
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	395.635	5,1%	12.264.689	-7,1%
	Consumo	462.659	-9,6%	14.342.443	-7,9%
	Importação	86.658	22,6%	2.686.401	6,1%
	Exportação	44.456	9,6%	1.378.127	2445,6%
Diesel S10	Produção	645.433	-7,7%	20.008.416	8,4%
	Consumo	801.419	-0,4%	24.843.983	6,1%
	Importação	174.845	-40,9%	5.420.204	-47,4%
	Exportação	659	104,4%	20.424	-95,9%
GLP	Produção	121.175	4,2%	3.756.422	0,3%
	Consumo	207.377	-4,1%	6.428.696	-1,6%
	Importação	94.414	44,7%	2.926.847	-6,7%
	Exportação	0	-	0	-100,0%
QAV	Produção	121.761	10,0%	3.774.590	-11,9%
	Consumo	135.986	4,8%	4.215.569	4,0%
	Importação	40.032	109,3%	1.240.986	23,6%
	Exportação	38.374	25,1%	1.189.593	4084,3%
Óleo Combustível	Produção	193.032	6,5%	5.984.000	1,3%
	Consumo	31.454	-8,6%	975.064	-26,3%
	Importação	2	-100,0%	68	-8,5%
	Exportação	125.617	-5,0%	3.894.114	177,0%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Figura 2.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



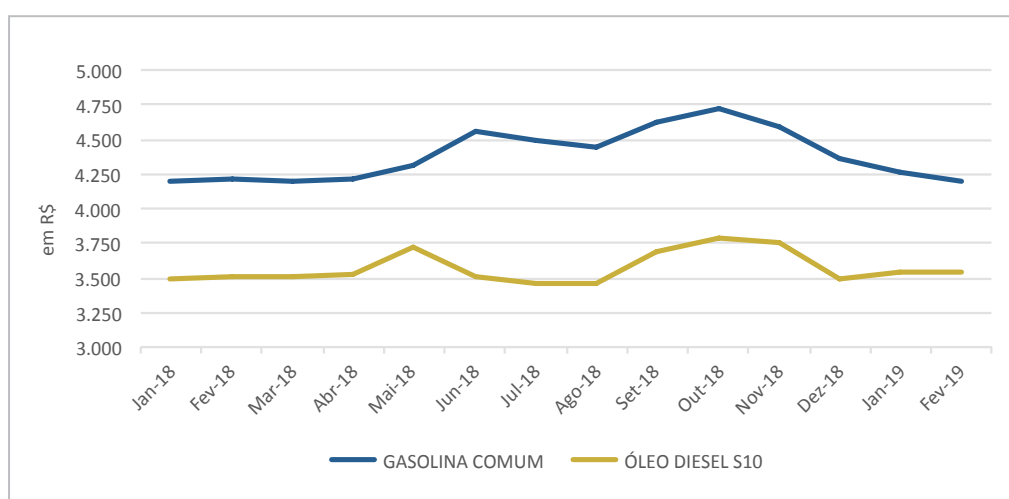
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Apesar da greve dos caminhoneiros (maio de 2018), o consumo de diesel teve alta no levantamento anual da ANP. Em geral, o consumo de combustíveis obteve crescimento de 0,03% no ano, abaixo do registrado em 2017. Contribuíram negativamente as vendas de gasolina (queda de 13,1%), GLP (retração de 1%) e óleo combustível (diminuição de 31,6%). Por outro lado, o etanol avançou 42,1% e o QAV outros 6,7% em suas vendas. A estabilidade não só reflete os impactos da crise dos caminhoneiros como também as variações na cotação do dólar e do preço de refe-

rência internacional de petróleo. Tais variações tem impacto direto na precificação dos combustíveis. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

Por fim, a partir de Janeiro de 2019, com os cortes de produção e o aumento, ainda que sutil, dos preços de referência internacional, a Petrobras têm anunciado aumentos quase constantes no preço interno da gasolina produzida, o que reflete no preço da bomba. Adiantamos que em março, o litro do derivado já acumula alta de 8,6%.

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R\$)



Fonte: ANP, 2019.



Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de dezembro/2018, a produção bruta de gás natural foi de 113,7 MMm³/dia. Esse volume diário ficou 1,2% acima do mês anterior (novembro/18) e 0,3% superior ao mesmo mês do ano anterior (dezembro/17). Em relação à média anual, a produção nacional de gás em 2018 registrou aumento de 1,9% na comparação com 2017.

A produção média na malha interligada aumentou 1,5% entre 2017 e 2018, passando de 92,4 para 93,8 MMm³/dia. Já nos sistemas isolados (Norte e Maranhão), a produção aumentou de 17,5 MMm³/dia, em 2017, para 18,2 MMm³/dia, em 2018, o que representa um aumento de 4,0%. É importante ressaltar que a produção nos sistemas isolados está relacionada à geração termelétrica no Estado do Maranhão,

que utiliza o modelo *gas-to-wire* em reservatórios não associados.

A produção indisponível em dezembro/2018 foi de 60,4 MMm³/dia, 5,4% superior a novembro/2018. A maior parcela do gás foi destinada para reinjeção, principalmente em operações *offshore* nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Também se observou um aumento da queima de gás natural em 10,5% na comparação com o mês anterior. As maiores queimas ocorreram nos campos de Búzios, em função do início da produção da plataforma P-75, e de Lapa, no FPSO Cidade de Caraguatatuba. Em relação ao mês de dezembro/2017, a queima de gás aumentou em 20,2%. Entre 2017 e 2018, o volume de gás indisponível aumentou em 13,1%, devido ao maior volume de reinjeção de gás natural e de consumo interno na atividade de exploração e produção.

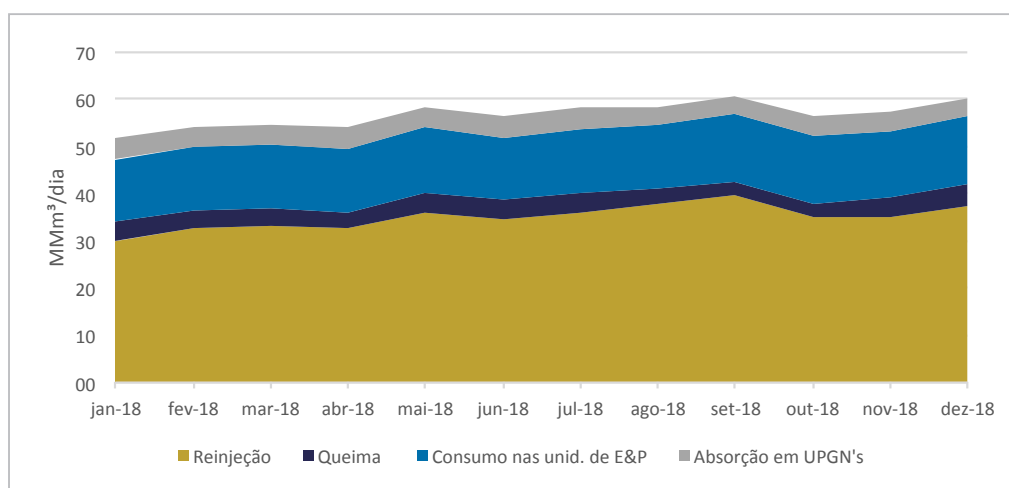
Tabela 3.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	média-18	média-18/média-17
Produção Nacional Bruta	113,7	1,2%	0,3%	111,9	1,9%
Produção Indisponível	60,4	5,4%	25,3%	56,8	13,1%
Reinjeção	37,4	6,2%	40,1%	35,1	21,3%
Queima	4,7	10,5%	20,2%	3,7	-1,5%
Consumo interno em E&P	14,3	3,7%	8,5%	13,7	2,1%
Absorção em UPGN's	4,1	-0,5%	-9,2%	4,3	-6,5%
Oferta de gás nacional	53,3	-3,3%	-18,3%	55,1	-9,7%
Oferta nacional/Prod. Bruta	47%	-4,4%	-18,5%		
Importação	14,1	-22,4%	-47,9%	29,0	-1,1%
Gasoduto	13,6	-24,3%	-45,3%	22,1	-10,0%
GNL	0,5	112,0%	-76,5%	6,9	27,5%
Oferta de gás nacional + Importação	67,3	-8,0%	-27,0%	84,1	-6,8%

*Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

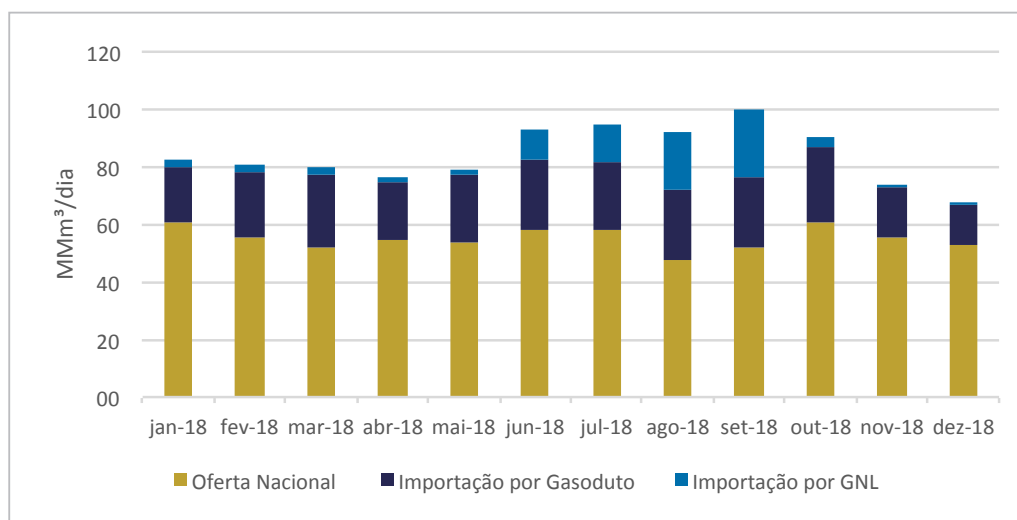
O volume ofertado ao mercado nacional em dezembro/2018 foi de 53,3 MMm³/dia, ficando 3,3% abaixo do mês de novembro/18 e 18,3% abaixo do mesmo mês de 2017. O volume médio de gás disponível ao mercado em 2018 (55,1 MMm³/dia), caiu quase 10% em relação a 2017, quando a média foi de 60,5 MMm³/dia.

Em dezembro/2018, foram importados 14,1 MMm³/dia, 22,4% a menos do que em novembro/18. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 13,6 MMm³/dia, registrou queda de 24,3% em relação ao mês anterior, em resposta ao menor consumo para geração de energia elétrica. Com

as estações chuvosas, houve menor utilização da geração termelétrica a gás. Enquanto as importações da Bolívia reduziram em 10% entre 2017 e 2018, a importação de gás por meio de GNL cresceu 27,5%, fazendo aumentar, de 17% para 24%, a sua participação no volume total de gás importado ofertado ao mercado no período.

A oferta total de gás natural em 2018 (84,1 MMm³/dia), somando produção e importação, ficou 6,8% abaixo dos 89,8 MMm³/dia ofertados em 2017. No Gráfico 3.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) durante o ano de 2018.

Gráfico 3.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Sobre o GNL importado, cabe destacar o projeto de um terminal flutuante de regaseificação no Terminal Gás Sul (TGS), pertencente a Golar Power. O projeto está perto de obter licença de implantação na Baía da Babitonga, em Santa Catarina, e já teve a instalação autorizada pela Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq). De acordo com a empresa Golar Power, a expectativa é que, em 2021, o terminal já esteja em operação. A instalação permitirá preços mais competitivos e um aumento na oferta de gás natural para a Região Sul, especialmente em Santa Catarina. Com esse terminal, a oferta de gás natural disponível para atender o Estado aumentará em 7 milhões de m³ por dia.⁴

B) CONSUMO

A demanda de gás natural, em dezembro/2018, foi de 60,2 MMm³/dia, apresentando queda de 10,2%, e o menor volume desde 2012. As maiores reduções no consumo ocorreram na geração de energia

elétrica (GEE) e na indústria (Tabela 3.2).

A demanda industrial caiu 10% em relação a novembro/2018, uma redução de 4 MMm³/dia, dos quais 1,4 MMm³/dia estão relacionados ao consumo das refinarias e fábricas de fertilizantes (FAFENS) e 3,2 MMm³/dia à demanda industrial suprida pelas companhias locais de gás canalizado. Em relação à geração de energia elétrica (GEE), houve queda de 18,6% entre novembro e dezembro, devido a melhora do índice pluviométrico, e consequentemente, uma menor utilização da geração termelétrica a gás.

O setor automotivo foi o único que teve elevação do consumo de gás natural, em dezembro/2018. A demanda de 6,7 MMm³/dia aumentou 4,7% em relação ao mês de novembro/2018. O aumento foi decorrente do alto preço dos combustíveis, como a gasolina, fazendo os consumidores optarem por kits de gás natural.

⁴ Disponível em: <https://www.abegas.org.br/portal/?p=70914>

Tabela 3.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	méd acum dez-18	média-18/média-17
Industrial	35,2	-10,2%	-7,4%	39,6	-2,9%
Automotivo	6,7	4,7%	9,9%	6,1	12,1%
Residencial	1,2	-4,8%	-1,7%	1,3	7,1%
Comercial	0,8	-1,2%	—	0,8	8,0%
GEE	13,4	-18,6%	-65,1%	27,5	-19,5%
Cogeração	2,9	-0,7%	-2,7%	2,8	7,3%
Total	60,2	-10,2%	-31,2%	78,1	-8,1%

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Sobre as redes de distribuição, em 2018, a rede de gás natural cresceu 5,1%, passando a ter 34.649 quilômetros de extensão. O avanço no Sudeste foi de 4,8% da rede, passando de 26.135 quilômetros para 27.385 quilômetros⁵. A região com maior crescimento foi a da região Norte, com incremento de 22,6% na rede de distribuição, que passou de 95,1 quilômetros para 116,6 quilômetros. Apesar do ritmo mais acelerado de expansão, a rede de distribuição de gás na região Norte ainda está longe dos outros mercados do país.

Na região Nordeste, houve expansão de 3,4% da malha, passando a ter 3.704 quilômetros de extensão. Já no Sul, esse avanço foi de 2,7%, totalizando 3.127 quilômetros. No Centro-Oeste, houve crescimento de 9,4%, passando de 287,6 quilômetros para 314,5 quilômetros.

Com relação ao número de consumidores atendidos no país, o aumento foi de 6%, chegando a 3,488 milhões de clientes finais em 2018.

Os volumes de consumo comercial, residencial e cogeração se mostraram estáveis durante 2018,

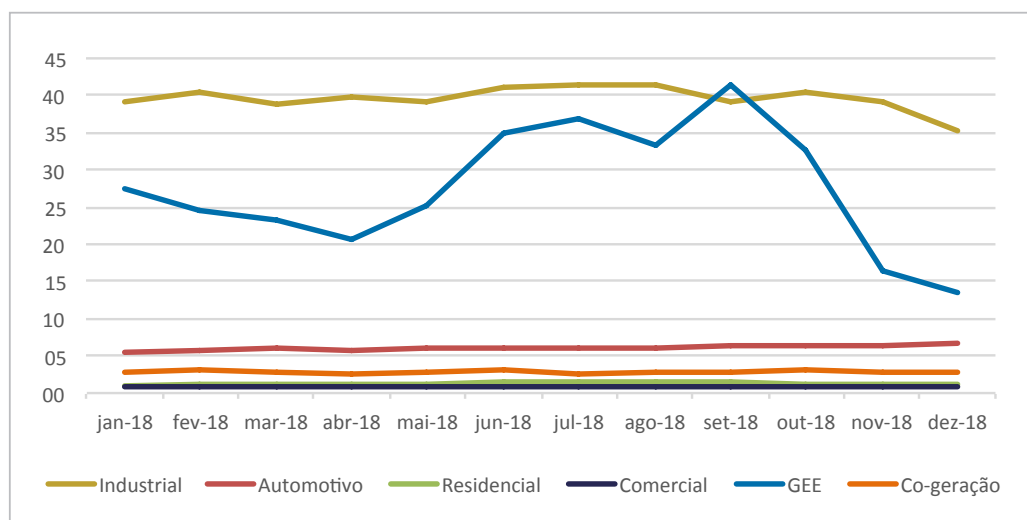
como apresentado no Gráfico 3.3. O segmento automotivo apresentou um pequeno acréscimo no decorrer do ano. O segmento industrial, de maior consumo, apresentou uma queda maior no último mês e a geração de energia elétrica mostrou-se volátil, desde o mês de setembro. Em dezembro, o consumo do segmento industrial e de geração de energia elétrica foi o menor do ano de 2018, no valor de 35,2 e 13,4 MMm³/dia, respectivamente.

Sobre alguns projetos específicos, na Paraíba, a termelétrica Epasa (Centrais Elétricas da Paraíba) foi conectada ao gasoduto da distribuidora PBGás. Essa termelétrica era a segunda maior usina a óleo combustível do Nordeste, e no mês de março de 2019 já utilizará caldeiras a gás natural⁶. Também foi inaugurada no Estado da Paraíba 1,5 km da rede de gasoduto no Distrito Industrial de João Pessoa. De acordo com a PBGás, o investimento da companhia na construção do gasoduto e na ligação da termelétrica foi de mais de R\$ 1 milhão e o novo gasoduto poderá atender a outras indústrias que venham a se instalar no entorno da área do Distrito Industrial.

⁵ Maiores informações em: <https://www.abegas.org.br/portal/?p=70716>

⁶ Maiores informações em: <http://www.pbgas.com.br/?p=6789>

Gráfico 3.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

O preço do gás Henry Hub, referência do mercado dos Estados Unidos, apresentou decréscimo de 4,5% em relação a novembro/2018, fechando em 4 US\$/MMBTU. O aumento da oferta norte-americana do energético explica a queda no preço.

Em relação ao gás nacional, o preço do GNL internalizado no Brasil teve um acréscimo de 0,4% em relação a novembro/2018, para 10,1 US\$/

MMBTU. Já o gás boliviano flutuou em torno de 8,6 US\$/MMBTU.

A Tabela 3.3 mostra os preços do gás natural às distribuidoras e ao consumidor final, destacando a queda no GNV e no gás fornecido às indústrias. Já o Gráfico 3.4 analisa os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado. Apesar de alguns meses terem pequenas quedas do preço de gás natural, observa-se uma tendência de alta dos valores em 2018.

Tabela 3.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

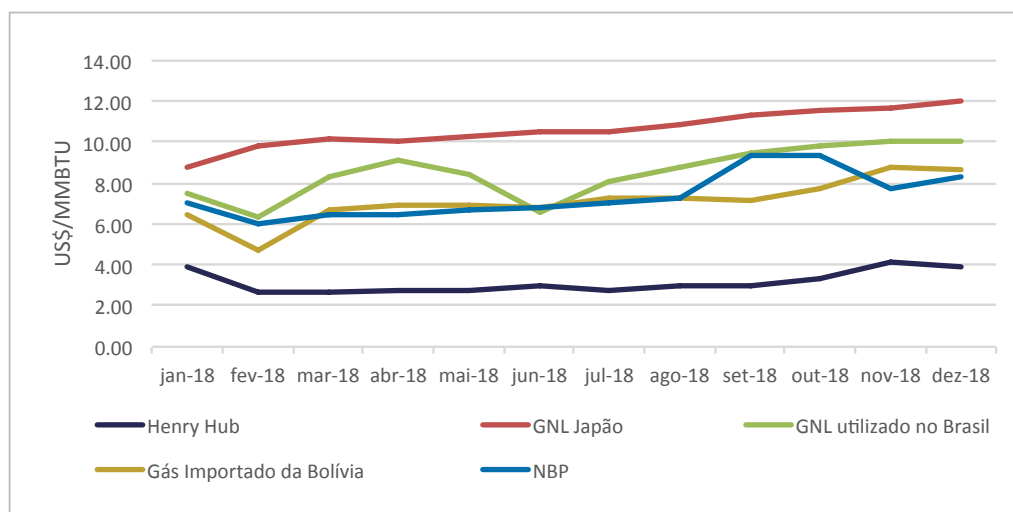
	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	nov-18	dez-17
Henry Hub	4,0	-4,5%	40,5%	4,14	2,81
GNL no Japão	12,0	2,9%	54,4%	11,67	7,77
NBP ¹	8,4	7,3%	0,0%	7,79	8,36
GNL no Brasil ²	10,1	0,4%	41,2%	10,07	7,16
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,6	-1,8%	41,1%	8,80	6,13
PPT ⁴	4,2	-0,9%	-3,6%	4,22	4,34
City Gate	9,0	-0,9%	0,0%	9,06	8,98
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)					
GNV	21,1	-1,0%	13,4%	21,28	18,57
Indústria - 2.000 m³/dia ⁵	16,8	-1,8%	3,0%	17,07	16,29
Indústria - 20.000 m³/dia ⁵	14,8	-1,7%	4,3%	15,07	14,21
Indústria - 50.000 m³/dia ⁵	14,4	-1,6%	4,6%	14,61	13,74

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

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

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

Gráfico 3.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



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

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

Curitiba foi escolhida para ser a cidade teste de um modelo de ônibus movido a gás natural veicular e biometano (combustível derivado da decomposição de resíduos). De acordo com a Abegás⁷, a Scania acabou de entrar no mercado nacional de bioarticulados, e foram entregues seis novos veículos para a frota do transporte público, com testes previstos para iniciar em março de 2019. A maior vantagem do uso do gás natural na frota do transporte coletivo é contribuir para a redução da poluição. Esse tipo de combustível emite entre 70% e 85% menos material particulado quando comparado ao diesel comum.

Além disso, a maior disseminação do uso do gás natural, permite que se pense no uso do energético em outros setores, como o marítimo. Em fevereiro de 2019 a ANP realizou a Consulta Pública 2/2019 para discutir com a sociedade a alteração da Resolução 52/2010, que visa reduzir o teor de enxofre máximo permitido nos combustíveis para navios. De acordo com Adriano Pires⁸, a alteração faz parte do enquadramento do Brasil à Marpol (Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios) da Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization, IMO*), que pretende reduzir mundialmente as emissões de compostos de enxofre emitidos por navios de 3,5% para 0,5%.

⁷ Para maiores informações: <https://www.abegas.org.br/portal/?p=70934>

⁸ Para maiores informações: <https://www.abegas.org.br/portal/?p=70725>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Faltando apenas dois meses para o encerramento da safra 2018/19 da região Centro-Sul, a produção nacional de etanol, em janeiro/19, somou 366,6 milhões de litros, dos quais 127,9 de etanol anidro e 238,7 de hidratado (Tabela 4.1). Apesar da queda de 69,5% na oferta total do biocombustível em janeiro/19, na comparação com dezembro/18, a produção está 10,8% acima do mesmo mês do ano passado (janeiro/18).

No acumulado da safra, que teve início em abril/18, foram produzidos 32,1 bilhões de litros (9,3 de anidro e 22,8 de hidratado), volume que já ultrapassa em 12% os 28,7 bilhões de litros produzidos durante toda a safra 2017/18 (de abril/17 a março/18).

A nova safra (2019/20), que se inicia em abril/19, deve ter um perfil mais alcooleiro, como ocorreu no ciclo 2018/19, ainda que ocorra um ajuste do *mix*, com um aumento da parcela da cana destinada para o açúcar, em decorrência das expectativas de aumento dos preços desta *commodity* no mercado internacional. Segundo a consultoria DATAGRO⁹, o percentual da cana destinado ao açúcar, na região Centro-Sul, deve aumentar de 35,3% para 38,8% no novo ciclo. Ainda assim, a safra 2019/20 deve ser bastante alcooleira, dado que mais de 60% da cana deverá ser direcionada à produção do biocombustível.

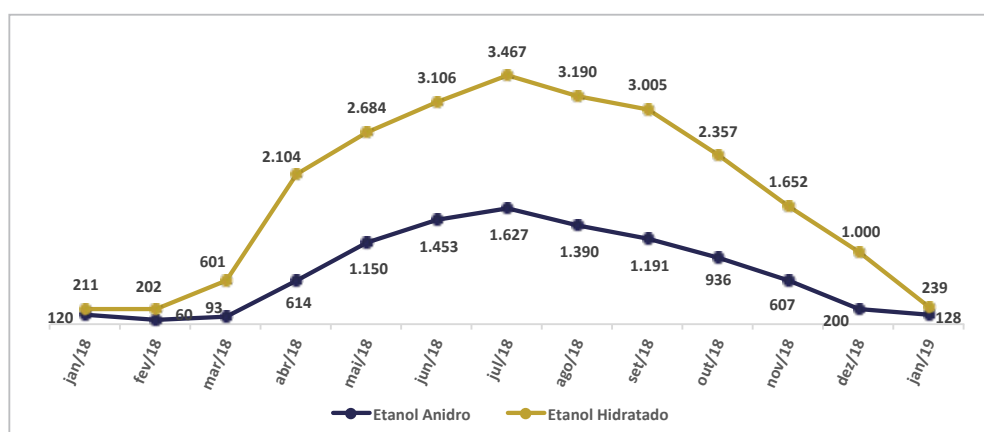
⁹ Disponível em: <https://portal.datagro.com/pt/162802/clima-favoravel-deve-aumentar-oferta-de-cana-em-201920>

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

Biocombustível	jan-19	acum-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	127,9	127,9	-36,2%	6,5%	6,5%
Etanol Hidratado	238,7	238,7	-76,1%	13,2%	13,2%
Total Etanol	366,6	366,6	-69,5%	10,8%	10,8%
Biodiesel	446,4	446,4	-8,4%	32,1%	32,1%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

A produção de etanol a partir de milho vem aumentando no país, tendo alcançado um volume de 715 milhões de litros em 2018. Em janeiro/19, 26% do etanol produzido empregou o grão como matéria-prima, e o volume de 97 milhões de litros supera em 33% os 73 milhões produzidos em janeiro de 2018 (Gráfico 4.2).

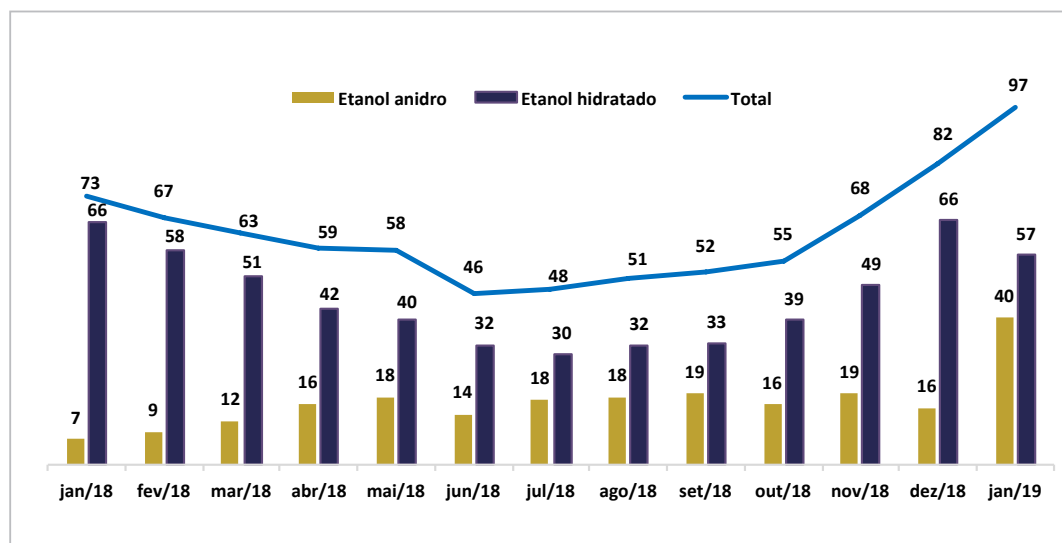
De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética

(EPE, 2018)¹⁰, a capacidade anual de produção de etanol de milho é de cerca de 1 bilhão de litros. Com cinco usinas já instaladas, três em fase de instalação e mais sete em processo de planejamento e licenciamento, a previsão é de que, em 2019, o volume de milho destinado à produção do biocombustível salte para a casa das 2,6 milhões de toneladas, o que representa um aumento de mais de 70%, na comparação com o ano anterior, segundo o portal Novacana¹¹.

¹⁰ Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-boletins-periodicos>

¹¹ Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/alternativas/demanda-etanol-milho-saltar-70-mato-grosso-070219>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

Em janeiro/19, a oferta de biodiesel, 446,4 milhões de litros (Tabela 4.1), ficou 8,4% abaixo do mês anterior (dezembro/18), mas representou um aumento de 32,1% em relação ao mesmo mês do ano passado (janeiro/18). No 64º Leilão de Biodiesel da ANP, foram adquiridos cerca de 915 milhões de litros para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, quase 50 milhões de litros a menos do que o arrematado no leilão anterior. Já no 65º Leilão, foram adquiridos 977,5 milhões de litros para os meses de março e abril.

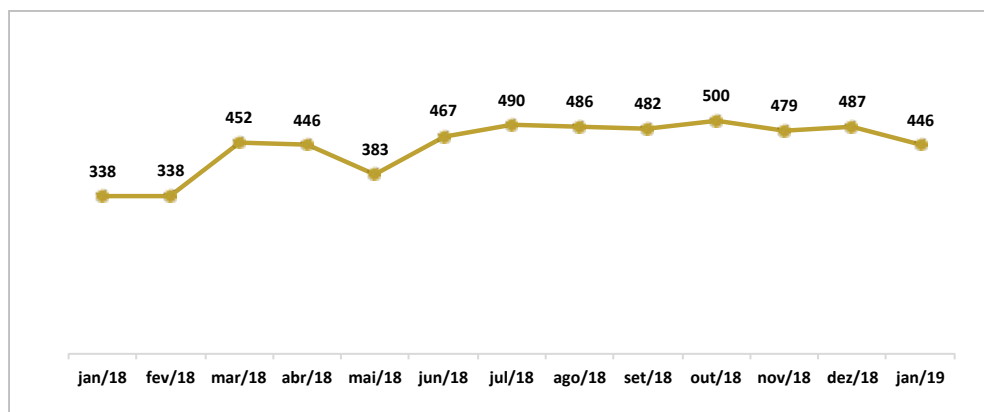
O ano de 2018 encerrou com uma produção total de 5,35 bilhões de litros, volume 24,7% superior ao ano de 2017. Os resultados positivos para a indústria de biodiesel, em 2018, decorreram do aumento do teor de adição do biocombustível no diesel

mineral, que passou de 8% para 10% em março/18, além da retomada da demanda por óleo diesel, após um período de maior impacto provocado pela recessão econômica.

De acordo com a Resolução nº 16/2018, publicada em novembro de 2018 pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em junho de 2019 a mistura obrigatória de biodiesel no diesel passaria de 10% para 11%. Segundo o portal BiodieselBR¹², o edital do 66º Leilão da ANP, no qual são negociados volumes para os meses de maio e junho, foi publicado pela agência sem mencionar o aumento da mistura, o que gerou dúvidas a respeito da entrada em vigor do percentual definido na resolução mencionada. Até o momento, a data de entrada do B11 não está definida.

¹² Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/leilao/edital-do-leilao-66-e-publicado-deixando-de-fora-o-b11-070319>

Gráfico 4.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

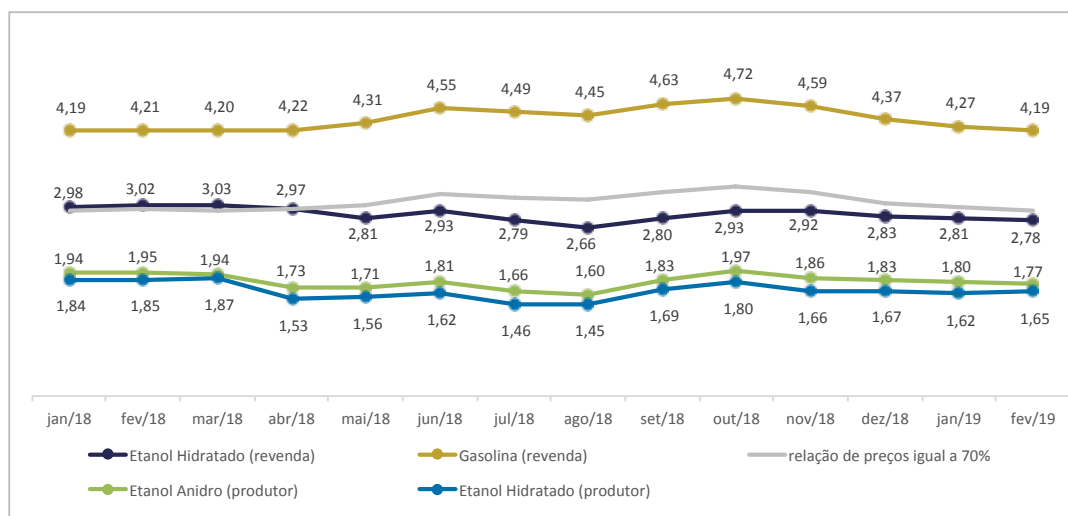
O ano de 2019 começou com queda nos preços de revenda do etanol hidratado e da gasolina (Gráfico 4.4). A cotação do biocombustível caiu 0,6% entre dezembro/18 e janeiro/19 (de R\$ 2,83 para R\$ 2,81 o litro), e mais 1% em fevereiro (R\$ 2,78). Já a gasolina apresentou reduções ainda maiores, passando de R\$ 4,37 em dezembro, para R\$ 4,27 em janeiro (redução de 2,2%), e 4,19 em fevereiro (redução de 1,8%). A relação de preços entre o hidratado e a gasolina, que esteve em 64,8% em dezembro, subiu para 66,4% em fevereiro, ainda abaixo da razão de 70%.

Na comparação de fevereiro/19 com fevereiro/18, o biocombustível ficou 7,9% mais barato, ao passo que o derivado fóssil registrou queda de apenas 0,4%. Enquanto os preços médios do hidratado, em 2018, ficaram 7,4% acima da média de preços de 2017, a gasolina sofreu aumento de 17% no mesmo período.

Apesar de a safra de cana estar praticamente encerrada, os altos estoques de etanol mantidos pelas usinas têm contribuído para a redução de preços do biocombustível, mantendo-o competitivo frente à gasolina. Segundo a Conab, as usinas ampliaram os estoques de etanol nesta temporada, apostando em preços altos no período de entressafra da região Centro-Sul. Apesar das reservas mais altas neste ciclo, a demanda aquecida tem reduzido tais volumes.

Em fevereiro/19, os preços de etanol nas usinas começaram a subir, como resultado da redução dos estoques na entressafra. A cotação do hidratado nas usinas passou de R\$ 1,73 na primeira semana para R\$ 1,88 na última semana do mês, segundo o indicador Cepea/Esalq. Na primeira semana de março, as cotações nas usinas subiram ainda mais, com o hidratado a R\$ 1,87/litro e o anidro a R\$ 1,92/litro, de acordo com o mesmo indicador. Os preços só devem voltar a cair após o início da produção da nova safra, em abril.

Gráfico 4.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



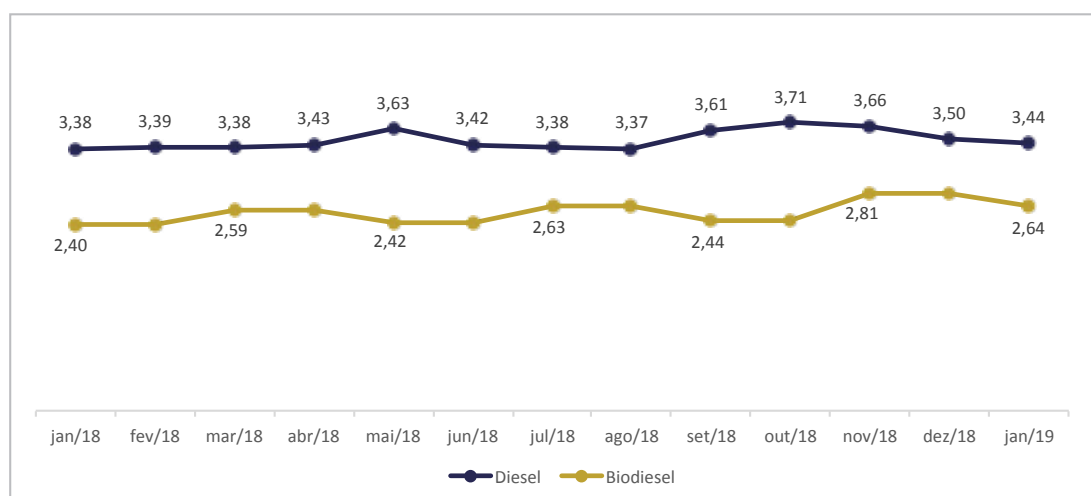
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq

No 64º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,64, valor 6,4% abaixo do preço médio do leilão anterior (R\$ 2,81). No mesmo período, o preço de revenda do óleo diesel também caiu, sendo cotado a R\$ 3,44 em

janeiro e R\$ 3,45 em fevereiro, ante aos R\$ 3,50 de dezembro/18.

Na comparação com o ano passado, o biodiesel está 9,8% mais caro, enquanto o preço do diesel subiu 1,9% (comparação entre fevereiro/18 e fevereiro/19).

Gráfico 4.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Mesmo com o encerramento da safra de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, as vendas de etanol hidratado seguem batendo recordes, como resultado dos estoques elevados mantidos pelas usinas e dos preços competitivos frente à gasolina. Em janeiro/19, foram vendidos 1,9 bilhão de litros, volume 34,4% maior do que o mesmo mês de 2018 (Tabela 4.2). No acumulado da safra 2018/19 (de abril/18 a janeiro/19), as vendas do hidratado somam 17,2 bilhões de litros, o que representa um crescimento de 40,7% em relação ao mesmo período da safra anterior. No caso do anidro, a demanda, em janeiro/19, caiu 9,6% em rela-

ção a dezembro/18 e 7,9% em relação ao mesmo mês do ano passado (janeiro/18).

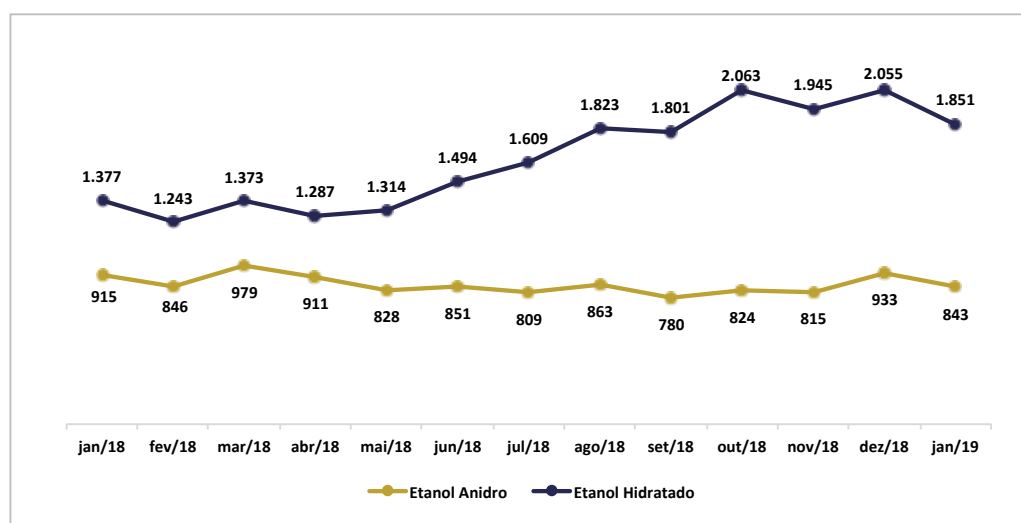
O consumo de biodiesel em janeiro/19, 438,9 milhões de litros, registrou queda de 0,4% em relação a dezembro/18, mas ficou 32,6% acima do mesmo mês do ano passado, quando foram consumidos 330,9 milhões de litros do biocombustível (Tabela 4.2). O crescimento da demanda por biodiesel reflete não apenas o aumento do teor obrigatório de mistura do óleo diesel, mas a recuperação das vendas do derivado fóssil, que aumentaram 6,1% na comparação de janeiro/19 com janeiro/18. Em 2018, as vendas de diesel no país registraram crescimento de 1,6% em relação a 2017.

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

Biocombustível	jan-19	acum-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	843,4	843,4	-9,6%	-7,9%	-7,9%
Etanol Hidratado	1.850,8	1.850,8	-9,9%	34,4%	34,4%
Total Etanol	2.694,2	2.694,2	-9,8%	17,5%	17,5%
Biodiesel	438,9	438,9	-0,4%	32,6%	32,6%

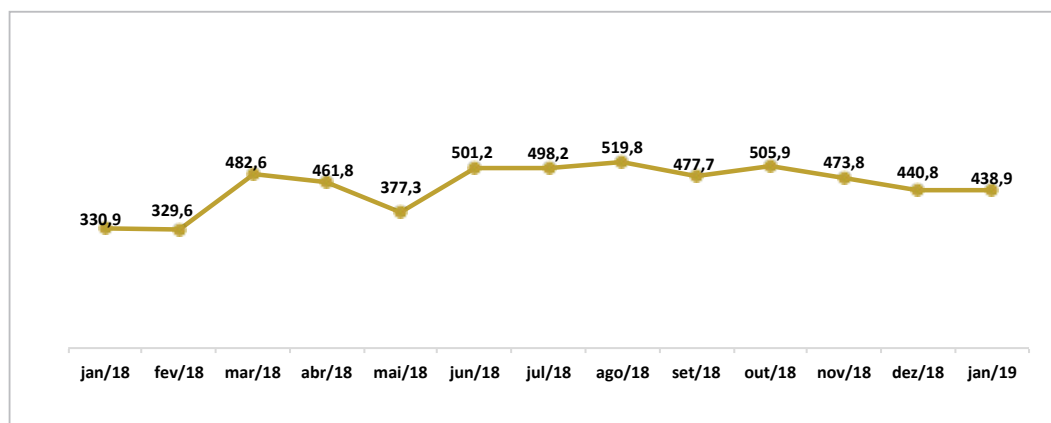
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em janeiro/19, foram importados 155,7 milhões de litros de etanol, 10,8% a menos que no mês de dezembro/18 e 5,4% a menos que no mesmo mês do ano passado (janeiro/18), como resultado da maior produção do biocombustível na safra 2018/19 e dos maiores estoques das usinas durante a entressafra. O aumento das importações, em 2018, foi favorecido pelos preços baixos do biocombustível americano, em função da grande oferta de milho barato no país.

As exportações também caíram em janeiro, como costuma ocorrer no período de entressafra, quando a produção nacional diminui. O aumento da demanda interna contribuiu para a redução das exportações. Os 104 milhões de litros enviados ao exterior ficaram 3,4% abaixo do mês anterior (dezembro/18) e 14,5% abaixo do mesmo mês de 2018.

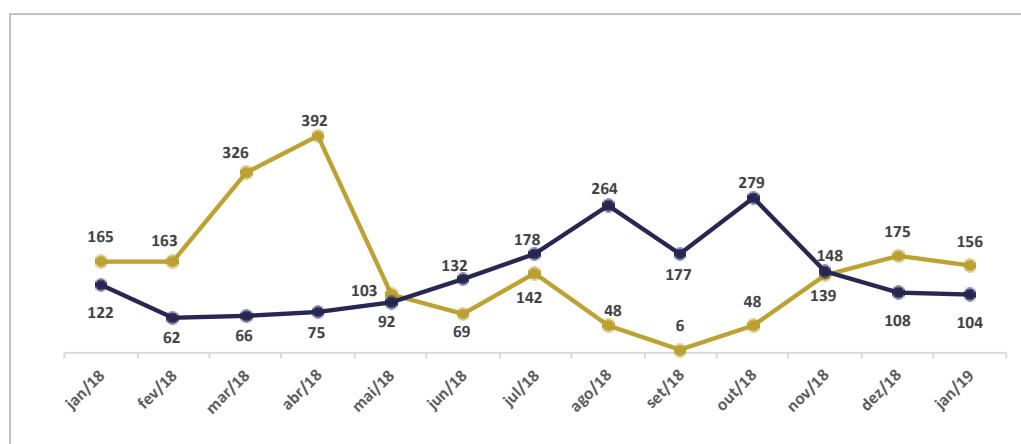
As importações de etanol superaram as exportações em 51,7 milhões, no mês de janeiro/19. Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou um déficit de US\$ 12,3 MM (US\$ FOB).

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

Etanol	jan-19	acum-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	acum-19/acum-18
Importação	155,7	155,7	-10,8%	-5,4%	-5,4%
Exportação	104,0	104,0	-3,4%	-14,5%	-14,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) RENOVABIO

De acordo com a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, que regulamentou a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), as metas compulsórias anuais para o setor de combustíveis serão desdobradas, para cada ano corrente, em metas individuais, aplicadas a todos os distribuidores de combustíveis, proporcionais à respectiva participação de mercado na comercialização de combustíveis fósseis no ano anterior.

Em junho de 2018, dentro do prazo de 180 dias após a sanção da lei, o CNPE definiu as metas

compulsórias anuais de redução de 10,1% da intensidade de carbono da matriz brasileira de combustíveis até 2028. O próximo passo é o desdobramento destas nas metas individuais, processo que ficou sob a responsabilidade da ANP. No dia 07 de março de 2019, a agência deu início a uma consulta pública relativa à minuta de resolução que trata de critérios da individualização das metas de descarbonização para os distribuidores de combustíveis no âmbito do RenovaBio, a qual ficará aberta a contribuições até o dia 04 de abril de 2019.

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
Gláucia Fernandes e Guilherme Pereira

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18	jan-18
SE/CO	43.222,54	8,63%	8,01%		39.788,34	40.017,86
S	13.184,84	11,53%	9,01%		11.821,34	12.095,33
NE	11.354,56	3,29%	2,78%		10.992,89	11.047,28
N	5.375,04	2,92%	0,41%		5.222,72	5.353,16
SIN	73.136,98	7,83%	6,75%		67.825,29	68.513,62

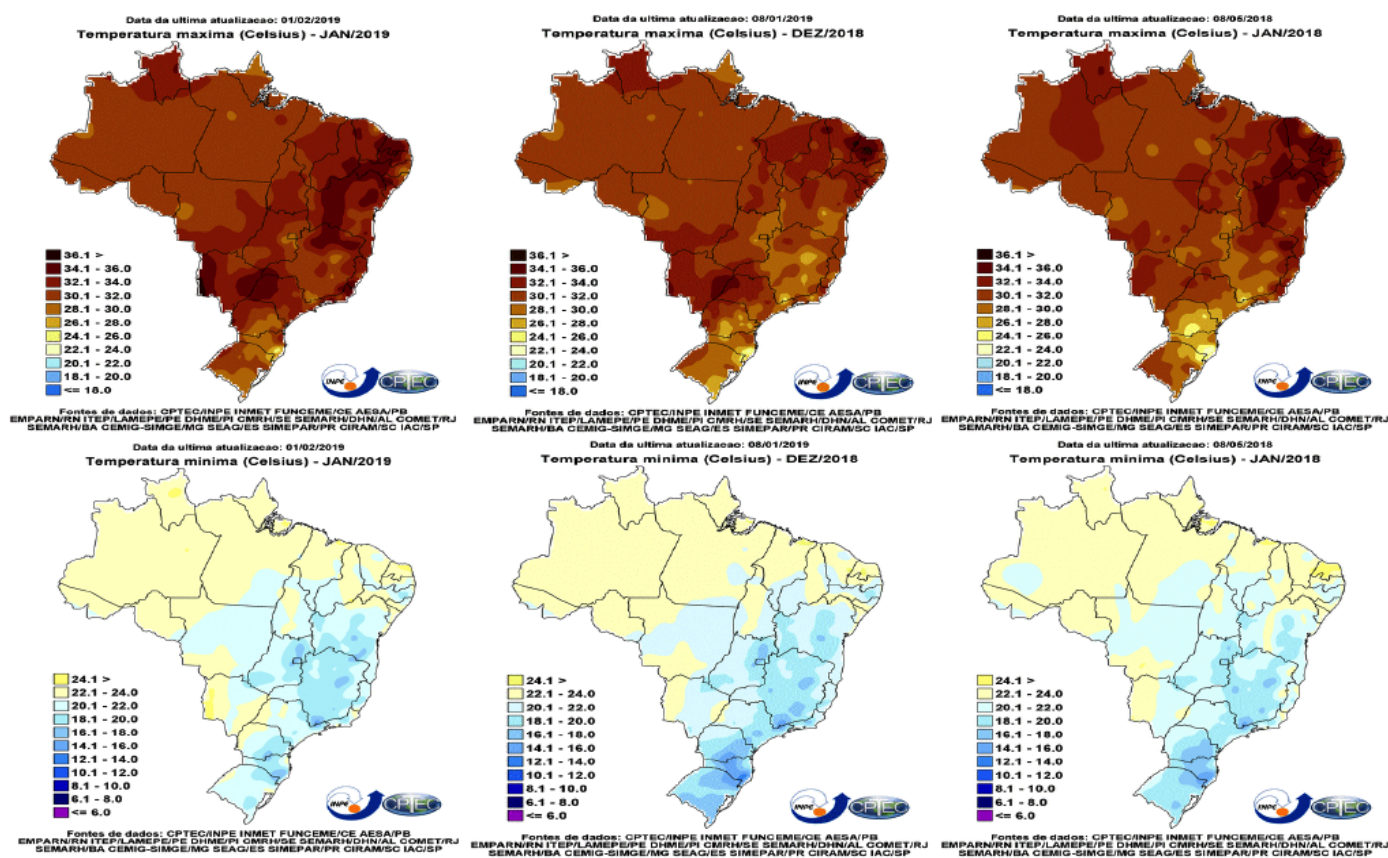
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em janeiro de 2019, o consumo de energia total do SIN aumentou 7,83%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 5.1, em todos os subsistemas houve acréscimo na demanda por energia. Os maiores crescimentos foram observados no S (11,53%) e no SE/CO (8,63%). Na comparação anual, o aumento também foi expressivo. Em apenas um ano, o aumento observado foi de 6,75%. Novamente, os subsistemas S

e SE/CO apresentaram os maiores crescimentos, 9,01% e 8,01%, respectivamente. O aumento do consumo de energia nessa época do ano já é esperado, uma vez que o uso de energia é correlacionado positivamente com as temperaturas. Por isso, no verão o consumo tradicionalmente aumenta. Na Figura 5.1 é possível observar as temperaturas máximas e mínimas para os meses de janeiro de 2019, dezembro de 2018 e janeiro de 2018.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jan/19, dez/18 e jan/18



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 5.2, entre os meses de dezembro de 2018 e janeiro de 2019, a geração total de energia apresentou um aumento de 7,72%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, aumentou sua geração em 8,09%. Além da fonte hidráulica, observou-

-se também um acréscimo de 19,70% na geração solar e de 14,04% na geração eólica. Vale a pena destacar que a geração térmica também aumentou 0,13%. Estima-se que esse crescimento acarrete em uma variação de +3,50% do fator de emissão de GEE (Gases de Efeito Estufa - tCO_2/MWh), como pode ser observado na Tabela 5.3.

Tabela 5.2: Geração de Energia por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18	jan-18
SE/CO	Hidráulica	27.176,56	9,28%	11,97%		24.868,44	24.270,34
	Nuclear	1.905,80	1,88%	1,29%		1.870,63	1.881,60
	Térmica	3.004,64	-1,62%	-6,70%		3.054,12	3.220,24
	Eólica	13,50	107,07%	0,84%		6,52	13,38
	Solar	188,19	32,80%	151,21%		141,71	74,91
S	Total	32.288,68	7,84%	9,60%		29.941,41	29.460,48
	Hidráulica	10.492,62	23,56%	17,19%		8.491,62	8.953,16
	Térmica	804,93	2,45%	-9,34%		785,70	887,88
	Eólica	645,86	-3,14%	-7,10%		666,79	695,22
	Solar	0,47	-12,06%	-7,31%		0,54	0,51
NE	Total	11.943,88	20,10%	13,35%		9.944,65	10.536,77
	Hidráulica	2.409,15	6,65%	45,48%		2.259,00	1.656,00
	Térmica	1.049,41	-24,78%	-63,36%		1.395,20	2.864,43
	Eólica	5.043,48	16,24%	31,39%		4.338,92	3.838,47
	Solar	351,71	13,76%	118,83%		309,17	160,72
N	Total	8.853,75	6,64%	3,92%		8.302,29	8.519,62
	Hidráulica	10.062,83	3,88%	41,44%		9.686,71	7.114,53
	Térmica	1.292,01	42,26%	-32,42%		908,22	1.911,77
	Eólica	129,86	26,78%	11,08%		102,43	116,90
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
Itaipu	Total	11.484,70	7,36%	25,61%		10.697,36	9.143,21
	Hidráulica	8.451,25	-5,06%	-22,13%		8.901,52	10.853,53
	Nuclear	58.592,41	8,09%	10,87%		54.207,28	52.847,56
	Térmica	1.905,80	1,88%	1,29%		1.870,63	1.881,60
	Eólica	6.150,99	0,13%	-30,77%		6.143,26	8.884,33
Total	Solar	5.832,69	14,04%	25,06%		5.114,66	4.663,98
	Solar	540,37	19,70%	128,83%		451,42	236,15
	SIN	73.022,26	7,72%	6,58%		67.787,24	68.513,62

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um incremento de 6,58% na geração total do sistema. A solar apresentou um aumento de 128,83%, seguida pela geração eólica (25,06%), hidráulica (10,87%) e nuclear

(1,29%). Por outro lado, a geração térmica apresentou uma redução de 30,77%. Assim, o valor estimado para a variação anual do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh) foi de -44,53%.

Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE (tCO₂/MWh)¹³

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18	jan-18
SIN	0,0355	3,50%	-44,53%		0,0343	0,0640

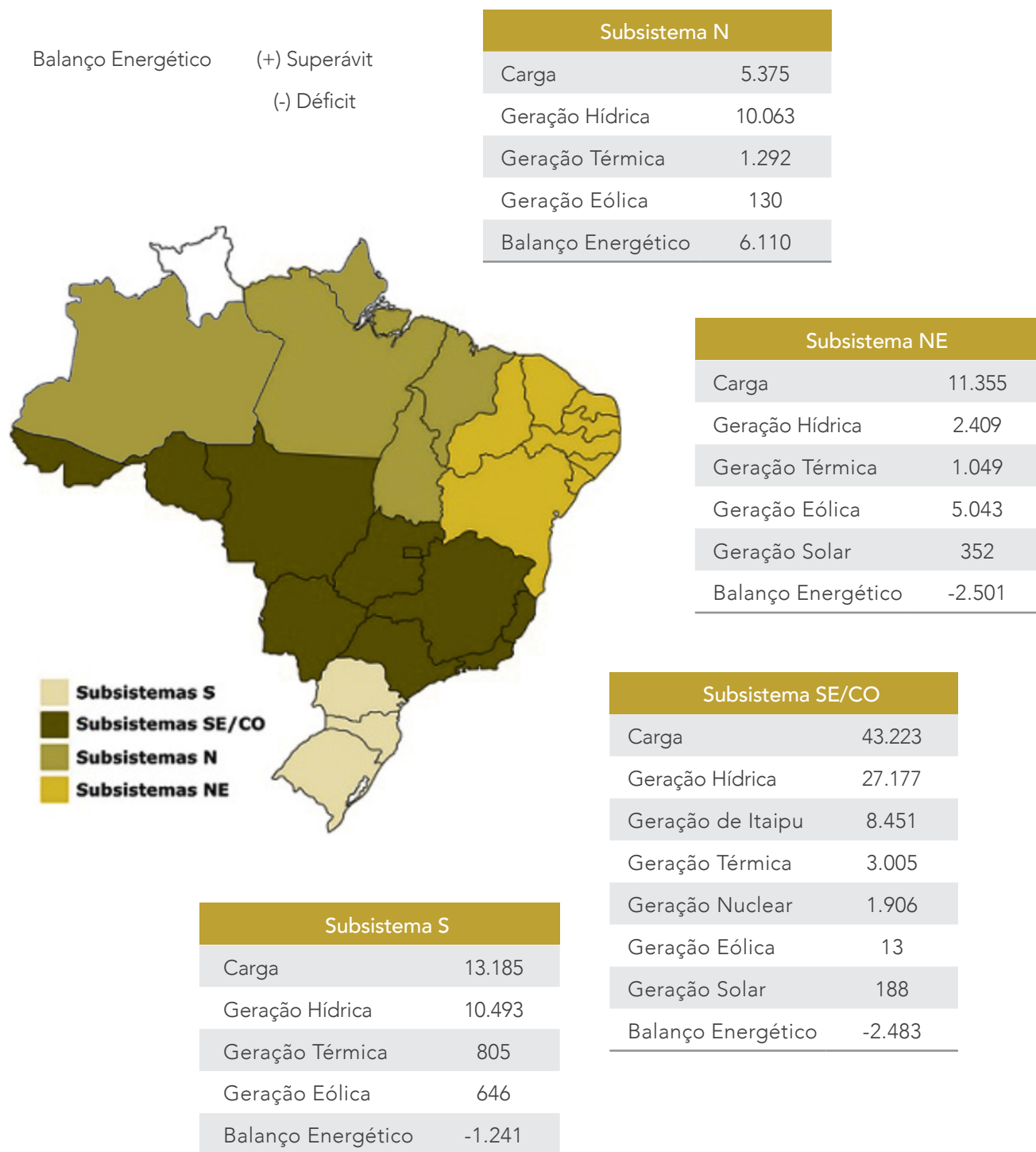
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

¹³ O valor para janeiro de 2019 é uma estimativa da FGV Energia, pois até a data de fechamento dessa edição o MCTI ainda não tinha divulgado o correspondente fator de emissão.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de janeiro de 2019, apenas no subsistema N a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga nesse submercado foi de aproximadamente 5.375 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 11.485 MWmed, resultando num balanço energético de 6.110 MWmed. Este excesso de geração está diretamente associado ao aumento da geração hidráulica decorrente de uma maior disponibilidade hídrica no N. O balanço energético positivo do N foi importante para suprir o balanço

negativo dos subsistemas NE, SE/CO e S que precisaram importar respectivamente 2.501 MWmed, 2.483 MWmed e 1.241 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados 15,59 MWmed da Argentina e 79,59 MWmed do Uruguai. Esse aumento da importação representa um crescimento de 149,53% quando comparado a dezembro de 2018. Na comparação anual, esse crescimento é ainda maior, passando de 0,01 MWmed em janeiro de 2018 para os atuais 94,82 MWmed.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18	jan-18
S - SE/CO	-1.135,86	38,23%	27,12%		-1.839,00	-1.558,55
Internacional - S	94,82	149,53%	948100,00%		38,00	0,01
N - NE	2.286,93	2,88%	14,26%		2.223,00	2.001,44
N - SE/CO	3.822,72	17,59%	113,73%		3.251,00	1.788,61
SE/CO - NE	186,90	-58,19%	-64,48%		447,00	526,22

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) DISPONIBILIDADE

A Tabela 5.5 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses de janeiro de 2019 e dezembro de 2018, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 7,61%. As maiores reduções foram observadas no NE (40,61%) e no SE/CO (8,90%). Por outro lado, os subsistemas S e N tiveram um aumento de 26,34% e 5,06%. Essas variações estão diretamente associadas aos regimes de chuva, como pode ser visto na Figura 5.3. Nesta é possível observar que nas regiões Nordeste e Sudeste a precipitação total foi menor enquanto que no Sul e no Norte o volume de chuvas foi maior.

Na comparação anual, a redução da ENA foi ainda maior. A variação total observada foi de -24,71%, principalmente puxadas pelas variações de -33,84% no SE/CO e -47,52% no S. Por outro lado, as ENAs do N e o NE sofreram aumentos em seus níveis, com destaque para a variação de 92,18% no N.

Ao se observar a relação entre ENA e MLT¹⁴, nota-se que as ENAs em todos os subsistemas estão abaixo da média histórica. A pior situação foi observada no NE (38,08%). Em seguida aparecem o SE/CO (63,47%), o N (78,36%) e o S (99,54%).

¹⁴ A Energia Natural Afluyente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

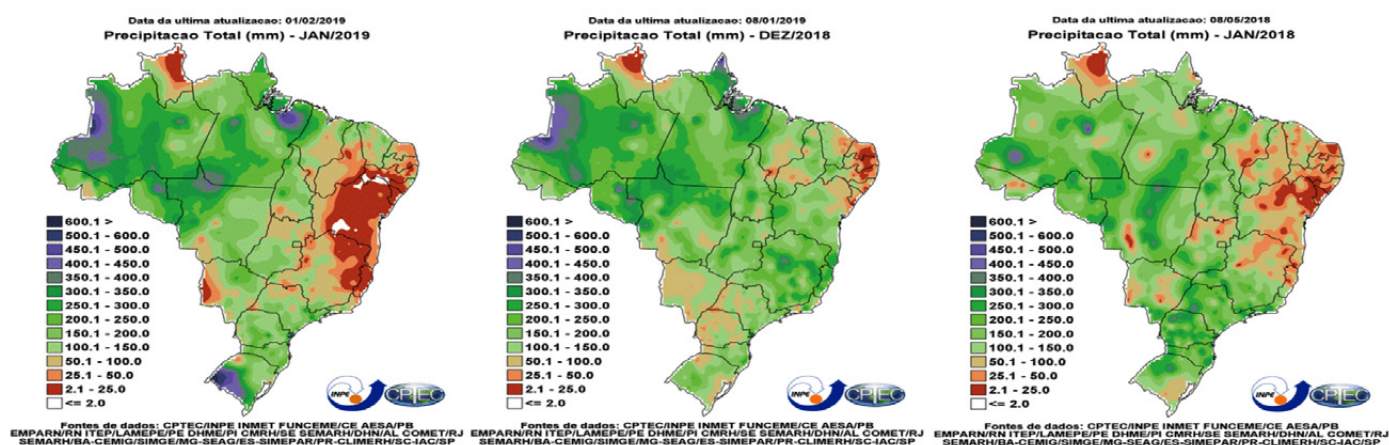
Tabela 5.5: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jan-19		jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18		jan-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	41.297,00	63,47%	-8,90%	-33,84%		45.332,00	95,05%	62.416,00	97,13%
S	7.546,00	99,54%	26,34%	-47,52%		5.973,00	78,71%	14.378,00	190,89%
NE	5.260,00	38,08%	-40,61%	5,35%		8.857,00	88,70%	4.993,00	35,86%
N	12.290,00	78,36%	5,06%	92,18%		11.698,00	139,26%	6.395,00	62,41%
SIN	66.393,00	-	-7,61%	-24,71%		71.860,00	-	88.182,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Figura 5.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jan/19, dez/18 e jan/18

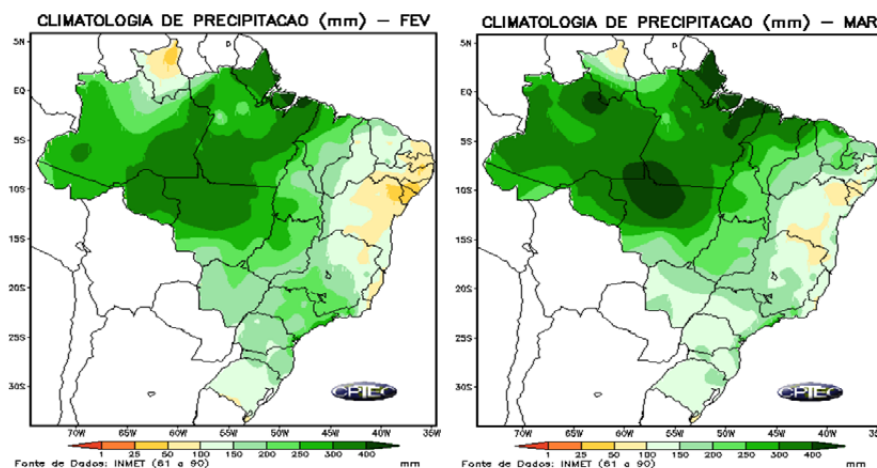


Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 5.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de fevereiro e março de 2019, onde é possível observar, a partir de março, uma redução da expectativa de precipitação nas regiões

Sudeste, Centro-Oeste e no Sul do país. Vale ressaltar ainda que estes meses são caracterizados como úmidos e são fundamentais para o enchimento dos reservatórios.

Figura 5.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para fevereiro e março de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	jan-19		jan-19/dez-18		Tendências*	dez-18		jan-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	54.439	26,78%	-2,67%	-14,13%		55.931	27,51%	63.400	31,18%
S	8.940	44,48%	-25,04%	-45,59%		11.927	59,34%	16.431	81,75%
NE	21.853	42,16%	5,81%	136,53%		20.654	39,85%	9.239	17,83%
N	4.601	30,58%	11,92%	-5,39%		4.111	27,32%	4.863	32,32%
SIN	89.833	30,95%	-3,01%	-4,36%		92.623	31,91%	93.933	32,36%

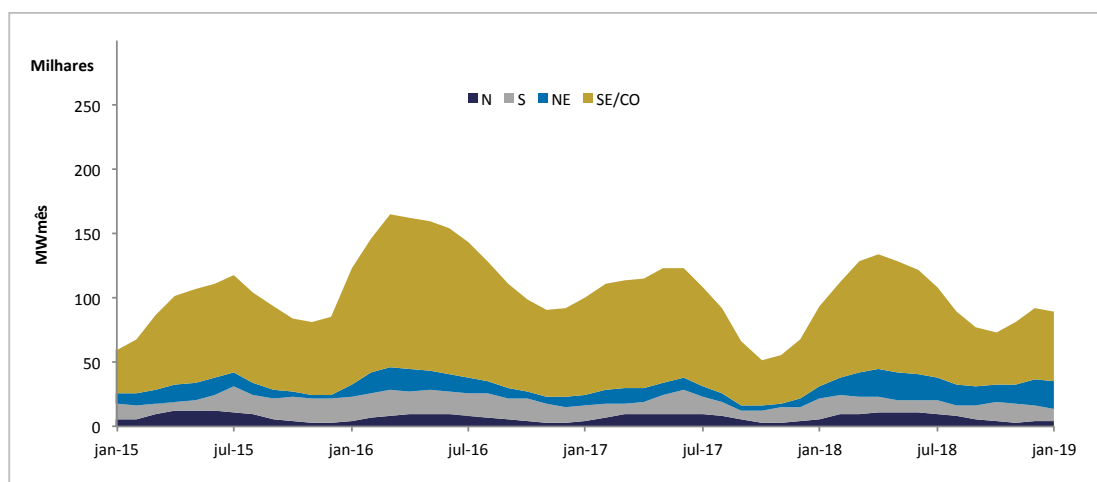
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Figura 5.5 apresenta o histórico de energia armazenada nos últimos 4 anos enquanto que a Tabela 5.6 apresenta as informações para os meses de janeiro de 2019, dezembro de 2018 e janeiro de 2018. Como pode ser observado, em janeiro de 2019, a EAR no SIN atingiu apenas 30,95% da capacidade total dos reservatórios. Na comparação mensal, foi registrado uma redução de 3,01% na EAR total do SIN. Os subsistemas N e NE foram os únicos que conseguiram aumentar o nível de seus reservatórios. Esse aumento foi de 11,92% e 5,81%, respectivamente. Por outro lado, no SE/CO e no S, a variação da EAR foi negativa. Esse fato é preocupante, uma vez que janeiro é considerado um mês úmido, quando deveria estar ocorrendo a recuperação dos níveis dos reservatórios.

A comparação anual indica novamente que a situação é delicada. A variação total observada na EAR do SIN em um ano foi de -4,36%. O NE foi o único subsistema com acréscimo no nível dos reservatórios. A variação observada no SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, foi de -14,13%. Por fim, vale destacar que em todos os reservatórios os níveis de armazenamento demandam atenção. Todos estão abaixo de 50% da sua capacidade, sendo o menor nível observado no SE/CO. Dessa forma, caso não haja uma recuperação dos reservatórios nos próximos meses, a tendência é que em 2019 haja um aumento da geração térmica ao longo do ano, o que pode resultar em aumento dos preços de energia.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

As chuvas abaixo do esperado fizeram com que os preços no mercado de energia aumentassem em relação ao mês anterior. Entre dezembro de 2018 e janeiro de 2019, o Custo Marginal de Operação (CMO) aumentou em todos os quatro submercados. A maior variação foi observada nos submercados SE/CO e S (138,43%). Em seguida,

aparecem o N com +36,61% e o NE com variação de +29,58%.

Na comparação com janeiro de 2018, é possível observar um padrão diferente. Nos submercados SE/CO e S, os custos aumentaram em 20,99% e 23,53%, respectivamente. Por outro lado, no NE e N houve redução de 55,05% e 52,67%.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

	jan-19	jan-19/dez-18	jan-19/jan-18	Tendências*	dez-18	jan-18
SE/CO	196,08	138,43%	20,99%		82,24	162,06
S	196,08	138,43%	23,53%		82,24	158,74
NE	78,19	29,58%	-55,05%		60,34	173,93
N	60,80	36,61%	-52,67%		44,51	128,45

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.8, ao longo do último período, foram verificados os processos de reajustes tarifários da ENEL Distribuição Rio e da Light.

A ENEL Distribuição Rio, localizada no estado do Rio de Janeiro, e que atende 2,6 milhões de unidades consumidoras, teve um reajuste tarifário médio de 9,70%, sendo 9,72% na baixa tensão e 9,65% na

alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 15 de março de 2019.

Além da ENEL Rio, a Light, também localizada no estado do Rio de Janeiro, e que atende a 3,8 milhões de unidades consumidoras teve suas tarifas reajustadas. O reajuste observado para a baixa tensão foi de 11,52% enquanto que para a alta tensão foi de 10,20%, resultando num efeito médio para o consumidor de 11,12%. As novas tarifas da Light entraram em vigor em 15 de março de 2019.

Tabela 5.8: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
ENEL Rio	ENEL Distribuição Rio	RJ	9,70%	15-Mar
Light	Light Serviços de Eletricidade S.A.	RJ	11,12%	15-Mar

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Conforme apresentado na Tabela 5.9, de março de 2019 até o final de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 19.383 MW. Desse total, as termelétricas irão contribuir com o maior percentual, 35,4%. Em seguida aparecem as hidrelétricas com 23,3%, as eólicas com 21,9%, a solar fotovoltaica com 8,2%, as pequenas centrais hidrelétricas com 7,1% e a biomassa com 4,1%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar

cerca de 66,5% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 28,3%. A partir de 2021 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 130,90 MW até o final de 2025.

Ainda de acordo com a Tabela 5.9, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 4.766,60 MW, sendo aproximadamente 66,5% em hidrelétrica, 19,2% em termelétrica, 6,5% em eólica, 5,3% em Solar, 1,9% em PCH e 0,6% em Biomassa.

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	917,43	1.658,72	2.201,00	50,00	1.672,60	363,20	-	6.863
Biomassa	28,02	226,56	301,95	102,10	140,00	-	-	799
Solar	252,48	5,00	844,28	494,86	-	-	-	1.597
Hidrelétrica	3.169,17	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.522
PCH	91,30	311,59	528,61	312,93	115,15	7,25	-	1.367
Eólica	308,20	897,20	138,30	752,44	1.236,41	902,75	-	4.235
Total	4.766,60	4.321,29	4.046,14	1.712,33	3.263,06	1.273,20	-	19.383

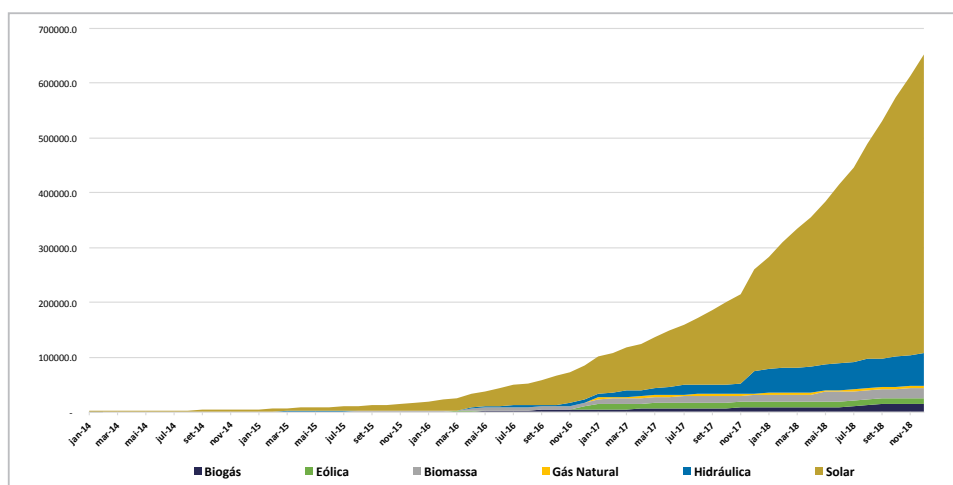
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD, respaldada na Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012 que permite o consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de cogeração qualificada ou de fontes renováveis, vem

sofrendo uma perceptível expansão, principalmente por parte da energia solar fotovoltaica. No mês de fevereiro foi somada à capacidade instalada uma potência total de aproximadamente 32,3 MW, conforme mostra a Figura 5.6.

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

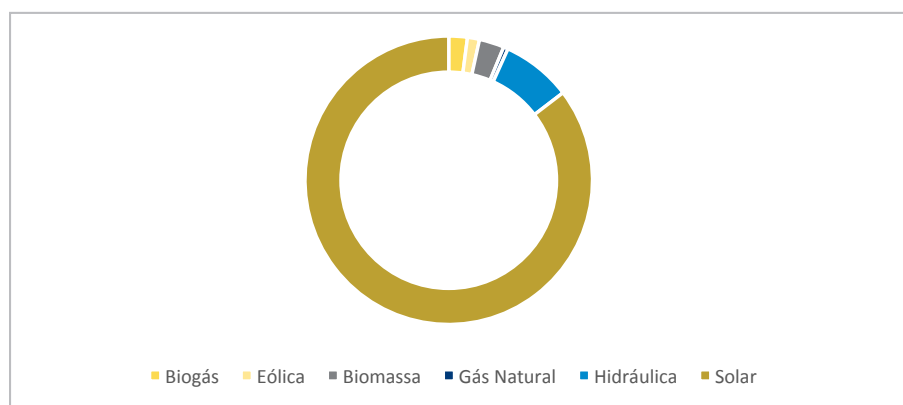


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Em relação ao total da capacidade instalada de MMGD, a fonte solar fotovoltaica concentra a maior parte disparadamente, correspondendo a 85,4%. Em seguida, tem-se a participação de geradores com base hidráulica, representando 7,9% desse

total e biomassa com 2,8%. Biogás, eólica e gás natural representam 2,1%, 1,4% e 0,5% respectivamente. A Figura 5.7 representa graficamente o exposto para fins de melhor visualização.

Figura 5.7: Aumento da Capacidade Instalada de MMGD de janeiro a fevereiro de 2019



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

A grande participação da energia solar no total de capacidade instalada de micro e mini geração descentralizada pode ser explicada por alguns fatores como rápida e fácil instalação, pouco espaço ocupado e nenhuma necessidade de outro recurso fora a irradiação solar, permitindo a geração em locais isolados e de mais difícil acesso. Contudo, os fatores que de fato permitiram e proporcionaram essa alavancagem nos últimos 3 anos foram o sistema de compensação de energia estabelecido pela Resolução ANEEL nº 482/2012 e a recente diminuição nos custos para aquisição dos sistemas de geração. Ainda assim, unidades consumidoras residenciais e comerciais de pequeno porte ainda enfrentam como maior obstáculo para a implementação de painéis solares o alto investimento inicial para a aquisição dos equipamentos.

Em 2017, apenas 0,01% das unidades consumidoras de energia elétrica presentes no país possuíam painéis fotovoltaicos instalados¹⁵. A EPE (2014)¹⁶ estimou que, em 2023, 0,33% do consumo residencial e 0,33% do consumo comercial seriam atendidos por sistemas fotovoltaicos instalados. Já em relação aos custos, a perspectiva de diminuição continua. Segundo a consultoria TrendForce¹⁷, nos três primeiros trimestres de 2018 os preços médios dos painéis solares fotovoltaicos dos tipos monocristalino e policristalino caíram 19,8% e 25,5%, respectivamente. Por esse motivo, a expansão da micro e mini geração distribuída por painéis fotovoltaicos é um dos principais focos de

discussão na Audiência Pública 001/2019 promovida pela ANEEL, com período de contribuição de 24 de janeiro a 19 de abril de 2019.

Representantes de diversas entidades, agentes do setor e especialistas que participaram das reuniões presenciais a respeito da Audiência mencionada defenderam e explicitaram as vantagens da energia solar fotovoltaica como forma de colocá-la como principal diretriz para a expansão da geração distribuída no país que, apesar do recente crescimento, ainda se encontra com um atraso muito grande em relação a outros países do mundo. No entanto, a hipótese de que a geração distribuída causa prejuízos para as distribuidoras e para seus clientes que não geram energia, como foi alegado durante a audiência pela forma como o esquema de compensação se configura (o atual *netmetering*¹⁸), pode ser um impeditivo em relação a esse avanço.

K) LEILÕES

Em fevereiro de 2019, foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a abertura de audiência pública para discutir o aprimoramento do Leilão (no 01/2019) para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas. A partir da proposta em audiência, será possível adquirir soluções de suprimento sem a figura de um único supridor, com diversos tipos de tecnologias e combustíveis,

¹⁵ NASCIMENTO, R.L. 2017. Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas.

¹⁶ EPE. 2014. Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil

¹⁷ Disponível em: <https://press.trendforce.com/node/view/3168.html>

¹⁸ O *netmetering* é um dos mecanismos de incentivos adotados para as fontes renováveis e geração distribuída no mundo, baseado no sistema de compensação de energia elétrica, no qual o consumidor passa a ser um pequeno gerador e a energia produzida é usada para abater o consumo da unidade.

contendo ou não tecnologia de armazenamento de energia. O início do suprimento está previsto para 28 de junho de 2021.

O leilão representa uma das medidas estruturantes para melhorar a qualidade do fornecimento no estado de Roraima diante das dificuldades enfrentadas com a importação de energia da Venezuela e da suspensão da licença ambiental para construção da linha de transmissão entre Boa Vista e Manaus que permitirá a interligação do estado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Com relação à sistemática do certame, a proposta é de duas fases

sequenciais, em que a primeira é destinada exclusivamente ao produto potência e a segunda ao produto energia, condicional ao montante contratado na primeira fase.

O leilão utilizará como critério de classificação a margem de escoamento da transmissão. Além disso, serão negociados Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESIs) diferenciados por tipo de produto e fonte primária de energia, com prazo de vigência de 15, 15 e 7 anos, respectivamente, para gás natural, renovável e demais fontes.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

S E T O R Ó L E O E G A S	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapas		Data
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos	
	Etapas		Data
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4, três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	MME - Consulta nº 67	
	Consulta Pública	Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração "A-4", de 2019.	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		De 11/03/2019 a 21/03/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 002/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a revisão do Plano de Dados ANEEL referente ao biênio 20018-2019.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 003/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019).	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 25/02/2019 a 26/04/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios sobre critérios de razoabilidade das estimativas de investimentos de empreendimentos do Ambiente de Contratação Livre, de que trata a Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, para fins de enquadramento Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI).	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 11/03/2019 a 30/04/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2018	
	Consulta Pública	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 059/2018	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 18/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 001/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012).	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 24/01/2019 a 19/04/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 003/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões de geração prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 27/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 004/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quinta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Ceará - Coelce (Enel CE), a vigorar a partir de 22 de abril de 2019, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 11/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 006/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios à proposta de revisão do Plano de Universalização Rural da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 21/02/2019 a 08/04/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 007/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 1/2019, denominado Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019, o qual se destina à aquisição de energia e potência elétrica de agente vendedor, por meio de soluções de suprimento de quaisquer fontes, com início de suprimento em 28 de junho de 2021.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 27/02/2019 a 29/03/2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Audiência nº 008/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão das faixas de acionamento e dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, a vigorar de maio de 2019 a abril de 2020.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 27/02/2019 a 01/04/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 009/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para definição de metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 14/03/2019 a 22/04/2019
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019	
	Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.	
	Etapas		Data
	Realização		a definir
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		27/06/19
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		26/09/19
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		23/04/20
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		24/09/20
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		29/04/21
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		30/09/21
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		06/12/19
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		06/12/19
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		04/12/20

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

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



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)



Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia