



BOLETIM

DE CONJUNTURA
DO SETOR
ENERGÉTICO

EDITORIAL

O Balanço Energético Nacional: resultados de 2017 e expectativas para 2018

OPINIÃO

Hugo Alvarenga Oliveira

Desenvolvimento de Nanomateriais para Aprimoramento da Rede Elétrica Inteligente

Juliana Marreco, Natalia Buiatti e Gustavo Malagoli Buiatti

O potencial da geração distribuída como estratégia de inclusão energética no Brasil

Fernanda Delgado e Pedro Neves

Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa

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

SUMÁRIO

EDITORIAL

O Balanço Energético Nacional: resultados de 2017 e expectativas para 2018.....	04
--	----

OPINIÃO

Desenvolvimento de Nanomateriais para Aprimoramento da Rede Elétrica Inteligente.....	10
O potencial da geração distribuída como estratégia de inclusão energética no Brasil	15
Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa.....	21

PETRÓLEO26

Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo	26
Derivados do Petróleo	30
Política de preços de derivados.....	33

GÁS NATURAL34

Produção e Importação.....	34
Consumo	37
Preços	38
Maiores informações.....	39

BIOCOMBUSTÍVEIS.....41

Produção.....	41
Preços	43
Consumo	46
Importação e Exportação de etanol.....	47
Decisões recentes que afetam o setor	48

SETOR ELÉTRICO.....49

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

ANEXO60



EDITORIAL*

O Balanço Energético Nacional: resultados de 2017 e expectativas para 2018

Desde 2006, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pela publicação do Balanço Energético Nacional¹ - BEN - que tem como objetivo apresentar a contabilização relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, distribuição e uso final.

Nesse sentido, além de agregar extensa pesquisa para a sua elaboração, tornou-se uma das mais completas base de dados estatísticas e continuadas sobre e para o setor energético no Brasil. Logo, este documento é uma das principais referências disponíveis para qualquer estudo de planejamento do setor energético nacional.

Sabendo da importância do BEN, a FGV Energia destaca os principais pontos apresentados no relatório de 2018 – ano base 2017 - e sua evolução na matriz energética, por meio de uma análise detalhada de oferta e demanda, e perspectivas, entre os setores de petróleo e derivados, gás natural, biocombustíveis e setor elétrico.

PETRÓLEO E DERIVADOS

Com o incremento de 4% da produção anual em relação a 2016, o país atingiu a média de 2,62 milhões de barris produzidos diariamente, dos quais 95,0% são de origem *offshore*, principalmente advindos da região Sudeste, responsável por 93,8% da produção nacional. A entrada e o *ramp up* de sistemas de produção no pré-sal da

¹ Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>

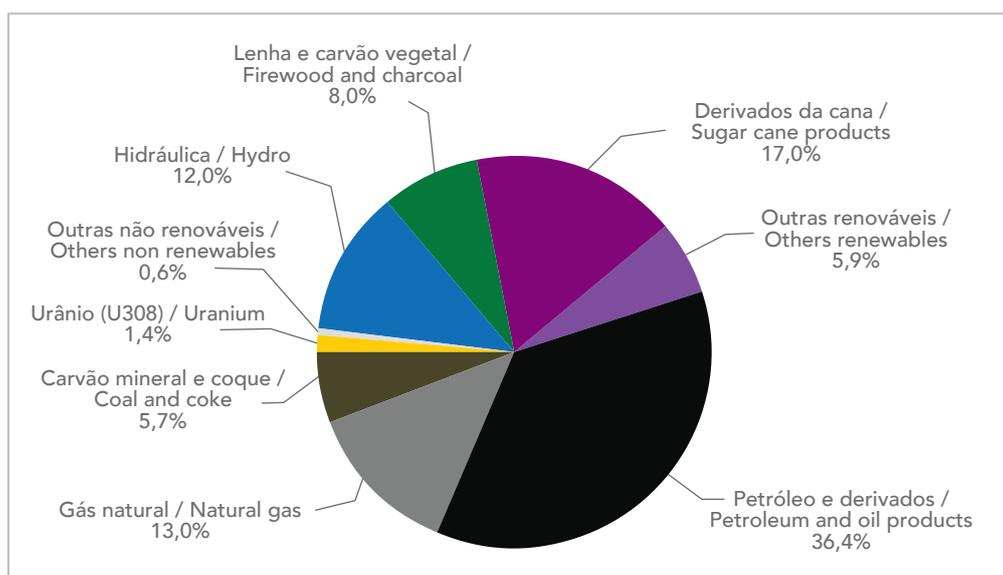
bacia de Santos são os maiores responsáveis pelo incremento observado. Já a produção terrestre, em queda vertiginosa no país, continua sendo liderada pela Região Nordeste, em especial pelos estados do Rio Grande do Norte e da Bahia.

Ainda que a região Sudeste seja a maior produtora do país, ela convive com um dilema cada vez mais evidente: o declínio dos ativos da bacia de Campos diante do *ramp up* daqueles do pré-sal da bacia de Santos. O programa de desinvestimentos da Petrobras perpassa pela reoferta desses campos, o que pode implicar na extensão da sua vida útil e até mesmo no incremento da produção nacional.

No entanto, os incentivos à produção em campos maduros também devem ocorrer simultaneamente, pois esses ativos necessitam de um incremento em seu CAPEX para viabilizar a produção.

O petróleo e seus derivados são a principal fonte energética no país, respondendo por 36,4% da oferta interna de energia (Figura 1). Apesar da produção nacional de petróleo representar 45% da energia primária produzida no país, a participação na oferta de energia é menos representativa, pois aproximadamente 40% do óleo é exportado, não sendo utilizado para a geração de energia dentro do país.

Figura 1 – Oferta interna de energia



Fonte: EPE, 2018

Em 2017, as exportações de petróleo brasileiro aumentaram 23% em relação ao ano anterior, enquanto as importações reduziram 6,5%. As reservas provadas de petróleo apresentaram leve aumento em relação a 2016, atingindo 12,8 bilhões de barris. Considerando os leilões realizados em 2018 e o calendário previsto para os próximos

anos, espera-se o crescimento destes números nos próximos levantamentos.

A regularidade vista em 2017 e 2018 em relação ao calendário de leilões de áreas de petróleo possibilitou não somente uma maior atratividade do capital estrangeiro no país como também uma expectativa

maior em relação aos próximos certames, o que auxiliou na aprovação pelo CNPE, ainda em 2018, dos leilões a serem realizados em 2019 e 2020, tanto sob o regime de partilha como sob o de concessão. Ainda que os blocos mais preeminentes já tenham sido licitados, o bloco de Aram, incluído na 6ª rodada de partilha é um bom exemplo de que ainda há bons prospectos a serem ofertados.

Outra oportunidade com grande potencial tem como foco os ativos da cessão onerosa, em processo de revisão de contrato². O eventual mega-leilão do excedente dos campos representam uma possibilidade de ampliar as reservas brasileiras, gerar ganhos de infraestrutura e emprego e transformar o país em um dos grandes produtores mundiais de óleo. Uma expectativa moderada para a produção nacional já aponta para 5 MMbpd até 2030, incluindo essa revisão de contrato, a manutenção do calendário de leilões e os declínios de bacias maduras, como Campos.

No que tange aos derivados de petróleo, o Brasil segue como importador líquido, com destaque para o óleo diesel e a nafta. As refinarias do país registraram queda nos seus principais produtos (óleo diesel e gasolina automotiva), mas apresentaram uma recuperação em relação a 2016, quando a retração em relação ao ano anterior foi brusca. A capacidade instalada de refino, em 2017, permaneceu constante em relação a 2016.

Analisando o consumo final de energia no país, os derivados de petróleo respondem por 42,6% da energia consumida, com o óleo diesel e a gasolina representando 18,1% e 9,6% do consumo, respec-

tivamente. Na comparação com 2016, o ano de 2017 registrou um aumento de 0,6% na demanda por óleo diesel e de 2,6% por gasolina automotiva.

Em 2018, no entanto, já foram registradas mudanças consideráveis. A nova política de preços de derivados atrelados à cotação internacional, praticados pela Petrobras desde meados de 2017³, teve como consequência a redução em 13,5% das vendas de gasolina acumuladas de janeiro a outubro de 2018, em comparação ao mesmo período de 2017. Como resultado da perda de competitividade, essa demanda que passou a ser suprida pelo etanol hidratado, que registrou aumento de mais de 40% em suas vendas no período mencionado. No caso do óleo diesel, a demanda acumulada nos dez primeiros meses de 2018 está 1,4% acima do ano anterior, mas cumpre ressaltar que os reajustes de preços deste derivado motivaram a greve dos caminhoneiros, ocorrida em maio de 2018, e que causou uma crise de abastecimento de derivados no país. Os números do BEN, referentes a 2017, já sinalizavam uma pequena recuperação do consumo de derivados em relação a 2016, e em 2018 os resultados são ainda mais positivos, indicando uma maior atenuação dos efeitos da crise de 2014.

GÁS NATURAL

A média de produção de gás natural, em 2017, foi de 109,9 milhões de m³/dia. Com isso, a participação do gás natural na oferta interna de energia foi de 13,0%. Entre 2016 e 2017, a energia produzida por esta fonte aumentou de 35,6 para 37,9 MM tep. Em 2018, a produção do gás foi em média de 112 milhões de m³/dia, sendo que da produção indis-

² Vide coluna interna deste boletim: Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa

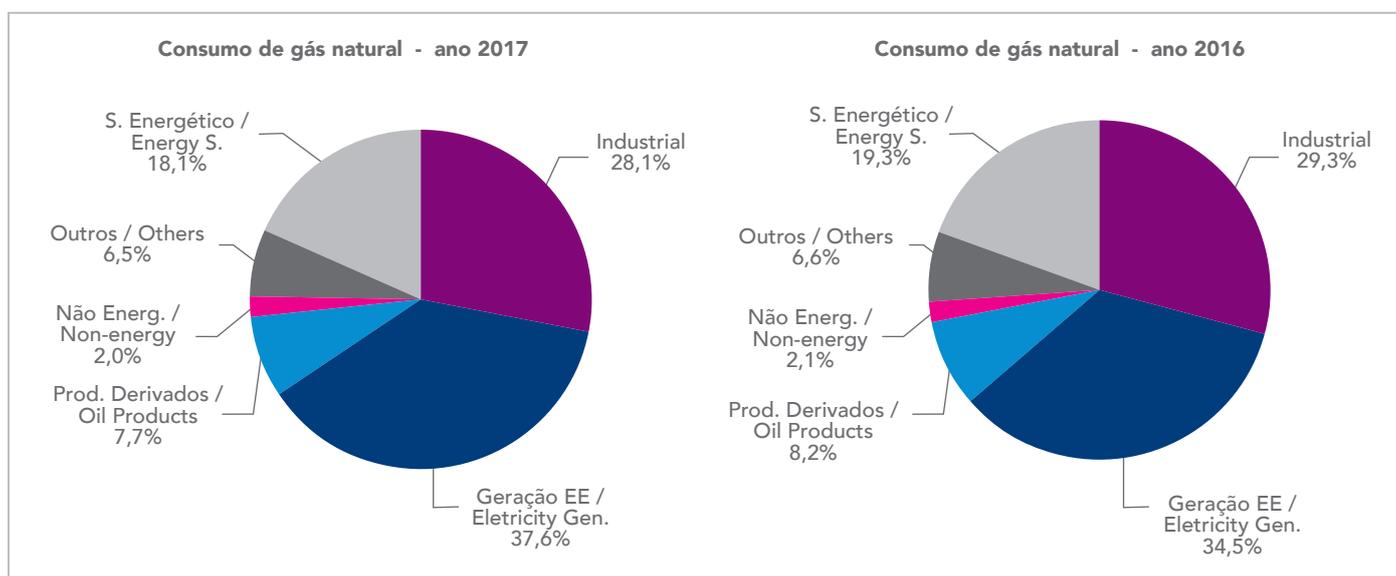
³ Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-diretoria-executiva-aprova-revisao-da-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina>.

ponível a maior parte foi para reinjeção, referente a 60%, 25% são para consumo interno em E&P, 8% em absorção em UPGN's e 7% em queima. Cerca de 80% de produção de gás natural é provinda do *offshore*, e este número tende a crescer com o desenvolvimento dos campos de pré-sal com áreas de grande potencial de gás. Porém, não se pode esquecer do gás *onshore*, que ainda tem grande potencial para exploração além de ter um papel social nos municípios com produção. Para isso foi criado o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) que tem o objetivo de tornar a indústria de E&P mais competitiva, crescente e com mais operadores.

Na matriz elétrica brasileira, o gás natural tem uma participação de 10,5%. A demanda industrial por gás natural, em 2017, registrou um avanço de 1,4% em relação ao ano anterior, devido principalmente ao crescimento da atividade siderúrgica.

Em relação ao consumo de gás natural, verifica-se um pequeno aumento de 0,2%, entre 2016 e 2017. O consumo total foi de 106,89 milhões de m³/d, em 2017. A Figura 1 mostra que a representatividade da demanda por gás natural para a geração de energia elétrica aumentou de 34,5%, em 2016, para 37,6%, em 2017, como resultado de um maior despacho das termelétricas, chegando a uma média de 40,1 milhões m³/dia.

Figura 2: Consumo de gás natural



Fonte EPE, 2018

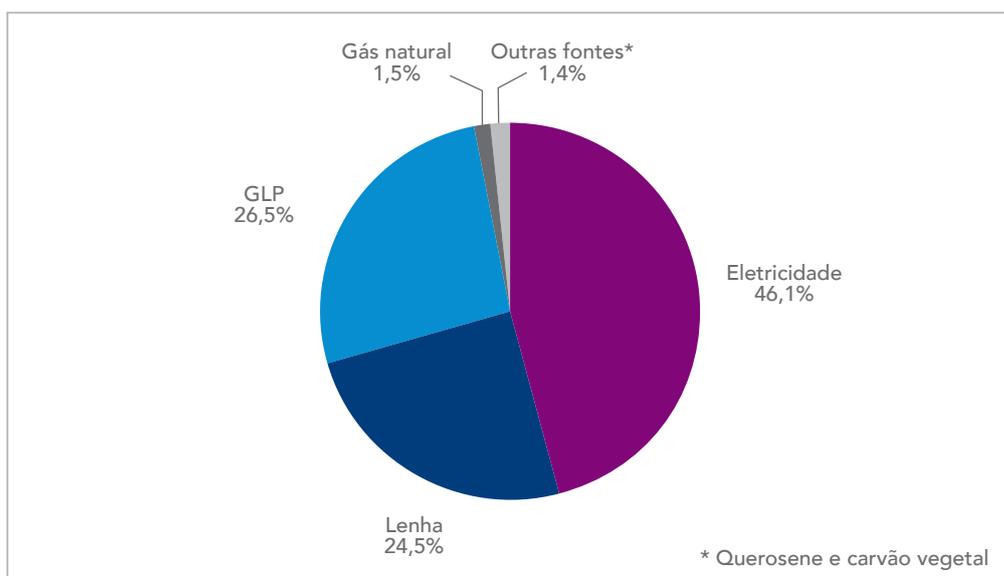
Em 2018, o consumo de gás natural continua a crescer, o setor industrial permanece sendo o maior consumidor seguido da geração de energia elétrica. Como o consumo para as termelétricas foi alto nos últimos meses, houve uma grande necessidade de importação de GNL, chegando a importação de 23 milhões de m³/dia.

Em relação ao setor de transportes, o gás natural é responsável por 2,1% do consumo de energia, tendo uma participação ainda pequena. Verificando a matriz de consumo energético em residências, o gás natural responde por 1,5% da demanda, enquanto o GLP (gás de cozinha) responde por 26,5%, como mostrado na Figura 3. Percebe-se

que há uma heterogeneidade no consumo do setor residencial. As famílias com maior poder aquisitivo aumentaram o consumo de GLP e eletricidade,

enquanto famílias de renda mais baixa, principalmente em áreas rurais, ainda são dependentes da biomassa tradicional.

Figura 2: Consumo de gás natural nas residências



Fonte EPE, 2018

O volume de gás natural importado, em 2017, foi de 29,4 milhões de m³/dia, quantidade que vinha diminuindo desde 2014. Com isto, a dependência externa de energia de gás natural caiu de 32,4% para 28%. Porém, em 2018, a partir de junho, este valor cresceu consideravelmente, chegando a patamares de 47 milhões de m³/ dia de importação. A capacidade instalada de plantas de gás natural é de 95,650 milhões de m³/d, sendo 56,3% no Sudeste, 23% no Nordeste e 1,9% no Sul.

As reservas provadas de gás natural são de 369.188 milhões de m³, a maior parte vinda do Amazonas, Maranhão, Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. No Sul, não é considerada nenhuma reserva de gás, apesar de estudos em reservas de gás não convencional nesta área. A região Sudeste é responsável por 79% das reservas de gás natural, boa parte vinda do pré-sal.

Para o setor, espera-se a expansão da malha de gasodutos de transporte, estudo feito pela EPE e que será concluído em 2019 e uma regulação para pôr fim no monopólio natural dos gasodutos. Percebe-se, ainda, que há a necessidade de proposta de um novo desenho de mercado para manter o adequado funcionamento do setor de gás com a diversificação dos agentes do setor, e um mercado mais aberto e competitivo, mediante a iniciativa do "Gás para crescer". Para essa transição, é necessário o fim do monopólio do transporte e separação do setor, regulação de preços para que o mercado seja competitivo e aberto a terceiros, implementação dos modelos de independência e transparência na oferta e contratação de serviços.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Os produtos derivados da cana, que incluem o bagaço utilizado para a geração de energia elétrica,

e os combustíveis etanol anidro e etanol hidratado, representaram 17,0% da oferta interna de energia, em 2017. Enquanto o bagaço de cana respondeu por 11,3% do consumo final de energia, o etanol correspondeu a 5,5%. Em relação ao consumo de energia no setor de transportes, o etanol respondeu por 16,4% do consumo de energia, em 2017, enquanto em 2016, havia correspondido a 16,8%. Em 2017, foram produzidos 27,7 bilhões de litros do biocombustível, volume 2,1% inferior ao produzido em 2016. A produção de etanol hidratado, 16,0 bilhões de litros em 2017, ficou 3,3% abaixo de 2016, enquanto o etanol anidro (adicionado à gasolina) registrou uma queda de 0,3%.

Em 2018, o cenário foi diferente, com um maior destaque para o biocombustível. A redução das cotações internacionais do açúcar estimulou os produtores a destinarem uma quantidade maior da cana para a produção de etanol, em especial o hidratado. Nesse sentido, a produção acumulada de janeiro a outubro de 2018 de etanol total já soma 29,5 bilhões de litros, sendo que o volume de hidratado supera em 40,7% a produção do mesmo período de 2017. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, também contribuíram para o aumento da destinação da cana para a produção do biocombustível, uma vez que elevou a competitividade do hidratado em relação ao derivado fóssil nos postos de combustíveis. A maior procura pelo hidratado fez com que as vendas acumuladas de janeiro a outubro registrassem um aumento de 42,1% entre 2017 e 2018, enquanto a demanda por gasolina caiu 13,5%. Para a safra 2019/20 de cana-de-açúcar, estima-se que seja mantido o mix mais alcooleiro.

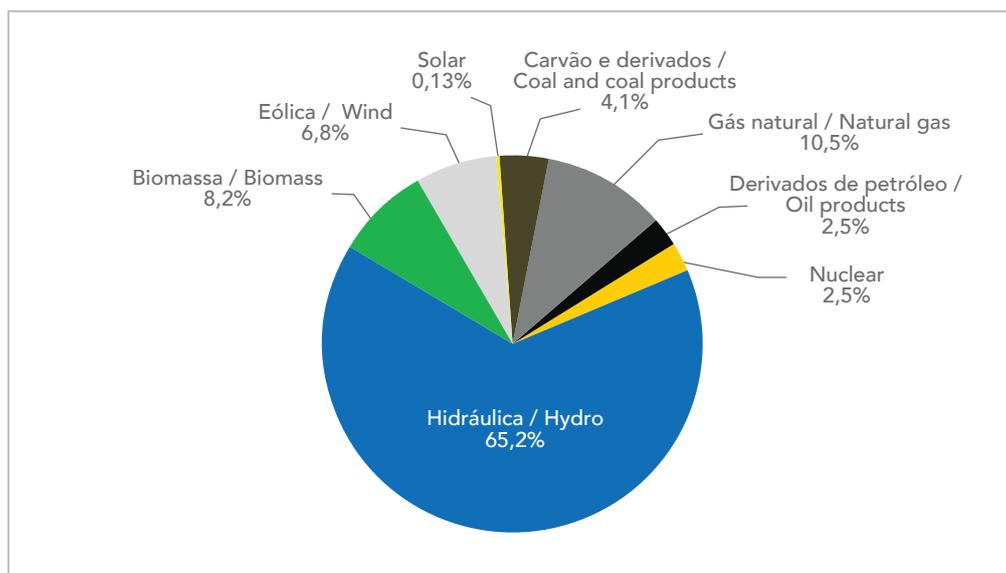
A participação do biodiesel na matriz energética ainda é pouco expressiva, com aproximadamente 1% da

oferta interna. Em relação ao consumo de energia no setor de transportes, a representatividade do biodiesel se manteve em 3,3% em 2016 e 2017. A produção do biocombustível cresceu 12,9% em relação ao ano anterior, atingindo o volume de 4,3 milhões de litros (em 2016, foram produzidos 3,8 bilhões). O percentual de biodiesel adicionado ao diesel mineral elevou-se de 7% para 8%, em março de 2017.

Em 2018, a oferta de energia advinda do biodiesel também deverá ter um papel maior na matriz energética nacional. De janeiro a outubro 2018, já foram produzidos 4,4 bilhões de litros de biodiesel, volume 24,5% acima do mesmo período de 2017. O consumo também acumula um aumento de 25,0% entre 2017 e 2018, como resultado do aumento do percentual de mistura, que passou de 8% para 10% em março de 2018. A Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais) estima uma produção de 5,5 bilhões de litros de biodiesel em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017. Além disso, já está aprovado um calendário de evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel: a partir de junho de 2019, todo o diesel comercializado no Brasil deverá conter 11% de biodiesel, e em março de 2020, a mistura obrigatória passa a ser de 12%, devendo ser incrementada em 1% ao ano até alcançar o B15 em 2023.

SETOR ELÉTRICO

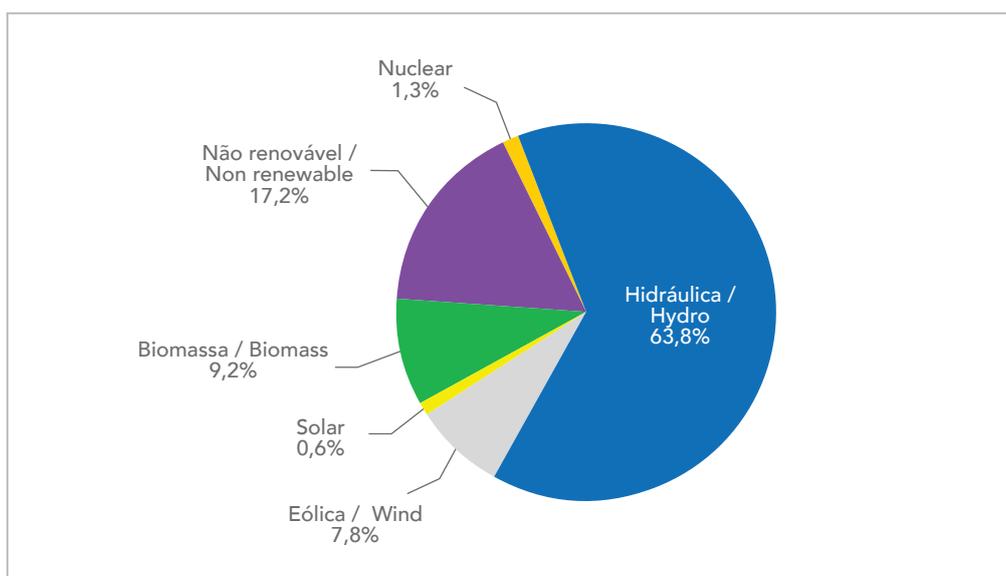
Sobre a oferta de eletricidade no Brasil, cerca de 80% do total disponível é provido por fontes renováveis. Isso é possível graças a geração hidráulica, principal fonte da matriz elétrica com 65,2%, seguido da biomassa com 8,2% e a eólica com 6,8%. Apesar da elevada incidência solar brasileira, a energia fotovoltaica centralizada representa apenas 0,13% da oferta interna de energia elétrica – vide Figura 4.

Figura 4 – Oferta⁴ interna de energia elétrica


Fonte: EPE, 2018

Na comparação com 2016, deve-se destacar que o percentual de participação renovável na matriz elétrica caiu 1,3%, explicado em parte pela redução de 10 TWh na geração hidráulica e maior parti-

cipação do gás na operação do sistema térmico. Também colaborou para evitar uma redução ainda maior da matriz elétrica renovável o avanço da energia eólica.

Figura 5 – Capacidade instalada por fonte


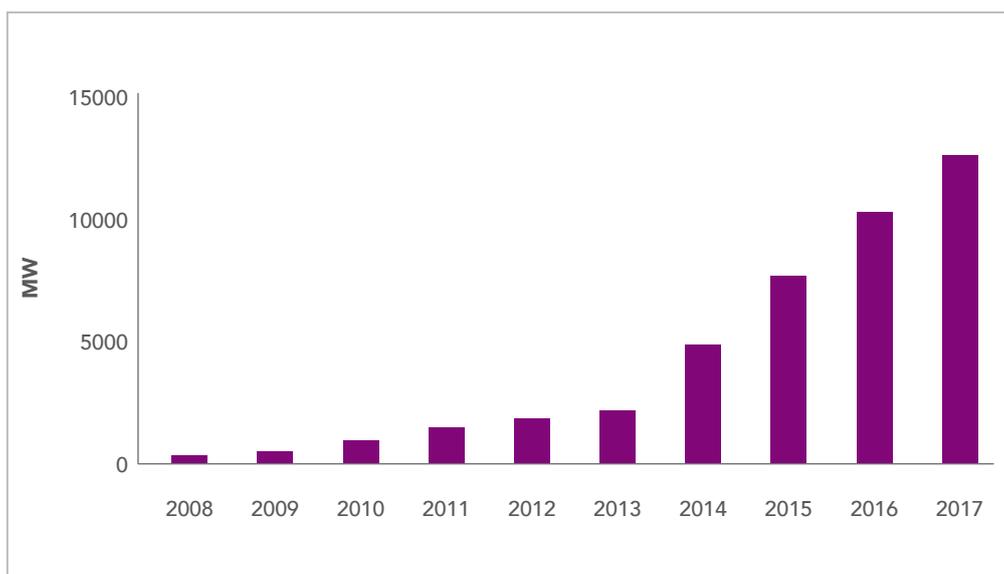
Fonte: EPE, 2018

² Inclui gás de coqueira, importação de eletricidade, lenha, bagaço de cana e outras recuperações

Nesse sentido, a eólica foi um dos destaques do BEN 2018. Embora represente somente 7,8% da capacidade instalada do setor elétrico, como mostra a Figura 5, a oferta interna de eletricidade proveniente da eólica aumentou 26,5% em 2017. A

Figura 6 explica este movimento, em pouco menos de 10 anos, a capacidade instalada saiu de 398 MW para 12.283 MW. A tendência é que esta fonte continue expandindo sua participação, uma vez que o Brasil possui excelentes ventos.

Figura 6 – Crescimento da capacidade instalada eólica



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2018.

Além disso, o aumento da energia solar fotovoltaica centralizada também merece destaque. Em apenas 8 anos, a capacidade instalada passou de 1 MW para 935 MW, se comparado com 2016, houve um acréscimo de 911 MW e espera-se que esse número aumente ainda mais.

MMGD – MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da resolução normativa ANEEL

nº 482/2012, foi permitida a disseminação da micro e mini geração distribuída (MMGD) pelos consumidores brasileiros, por meio do sistema de compensação de créditos de energia chamado “*net-metering*”.

Esta resolução está em debate e já passou por mudanças regulatórias para melhorar o seu desempenho e atratividade no mercado. Os impactos dessas mudanças foram positivos e a Geração Distribuída expandiu 239% na comparação com 2016.

Tabela 1. Capacidade Instalada de Micro e Mini Geração Distribuída por fonte energética.

CAPACIDADE INSTALADA	2017	%	2016	%	2017/2016
SOLAR	174,5	70,9%	56,9	78,5%	206,7%
EÓLICA	10,3	4,2%	0,2	0,3%	5050,0%
TÉRMICA	24,0	9,8%	11,0	15,2%	118,2%
HIDRÁULICA	37,3	15,2%	4,4	6,1%	747,7%
TOTAL	246,1	100,0%	72,5	100,0%	239,4%

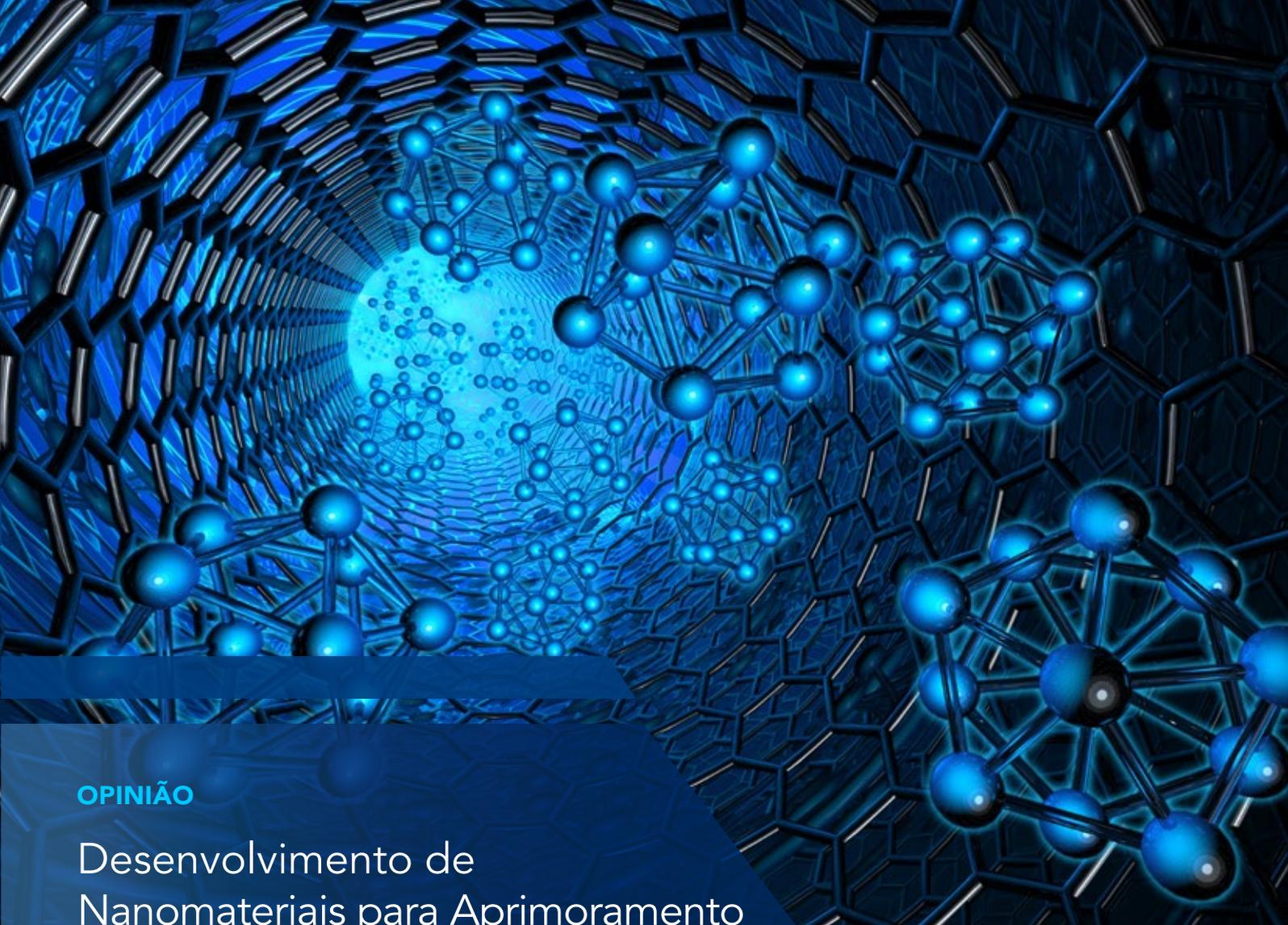
Fonte: ANEEL, 2018.

Além de contribuir com 359,1 GWh de redução da demanda energética, a MMGD já representa o equivalente a 12,4% da capacidade instalada da energia nuclear, com previsão de ultrapassá-la até 2021.

A fonte solar domina este segmento entre os consumidores, com uma participação de 70,9%.

Apesar das boas perspectivas, esta geração a partir de MMGD representa apenas 0,2% da matriz elétrica brasileira. No próximo ano, a expectativa é que ocorra ajuste regulatório sobre a resolução nº 482, modificando ou preservando o atual sistema de compensação dos créditos de energia, o que poderá acelerar ou então freiar essa expansão entre os consumidores.

* 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

Desenvolvimento de Nanomateriais para Aprimoramento da Rede Elétrica Inteligente

Por Hugo Alvarenga Oliveira*

A geração de energia é fundamental para o desenvolvimento dos países e impacta diretamente na qualidade de vida das pessoas. Desta forma, é necessário melhorar o aproveitamento das fontes de energia e ampliar a sua capacidade de produção sem agredir o meio ambiente. Entre as fontes de energias convencionais, a energia elétrica proveniente de hidrelétricas se destaca por apresentar baixo impacto ambiental e excelente relação custo/benefício. As águas que movem as turbinas das hidrelétricas se renovam por meio do ciclo hidrológico e o processo de geração de energia não produz poluentes nem geram substâncias tóxicas. Entretanto, na instalação de novas hidrelétricas, pode ocorrer a inundação de grandes áreas gerando gases tóxicos

e deslocamento populacional. No Brasil, a fronteira para construção de novas hidrelétricas se encontra na região amazônica, área de diversa biodiversidade e, portanto, não indicada para construção dessas instalações e seus reservatórios. Desta forma, o aumento do aproveitamento energético das hidrelétricas já existentes se mostra necessário.

A demanda por energia das hidrelétricas não é constante durante o dia, sendo esta maior durante o horário de ponta que compreende, principalmente, das 18 às 23 h. Fora do horário de ponta, grande parte da energia gerada pelas hidrelétricas é desperdiçada. Esta quantidade de energia elétrica gerada em excesso pode ser convertida em energia

química e armazenada em baterias para uso posterior. Atualmente, o armazenamento de energia em baterias é usado em aplicações estacionárias e móveis, como o uso de energia para residências e em veículos elétricos, respectivamente.

Para o carregamento destas baterias a partir de energia elétrica gerada por hidrelétricas é fundamental acoplar um dispositivo que inicie o carregamento das baterias somente fora do horário de pico. Este dispositivo é fundamental para evitar a sobrecarga do sistema elétrico. Pode-se citar, como exemplo, o cotidiano de um usuário de carro elétrico: o usuário acorda pela manhã, dirige seu carro elétrico da garagem de sua residência até o local de trabalho e ao final da tarde retorna a casa e conecta o seu carro a sua rede elétrica residencial. Contudo, o dispositivo só irá carregar automaticamente a bateria do carro após a meia noite, horário onde o consumo de energia é baixo. Ao acordar, no dia seguinte, a bateria estará carregada e o carro pronto para iniciar um novo percurso. Em casos de trajetos longos, é necessário carregar as baterias durante o percurso. No Japão, China, Europa e Estados Unidos existem diversos pontos públicos de recarga de baterias em rodovias e em locais de trabalho. No Brasil, o número de pontos de recarga de baterias ainda é pequeno.

Outras formas de geração de energia renovável, como a solar e a eólica, apresentam características semelhantes em relação à geração por hidrelétricas: a energia gerada em excesso é desperdiçada. Estas formas de geração de energia também podem fazer uso das baterias para tornar o consumo de energia mais eficiente. Como exemplo, podemos citar o mecanismo de baterias acopladas a painéis solares em residências: durante o dia, os painéis solares

podem produzir mais energia que o consumo residencial. Dessa forma, a bateria armazena o excesso de energia solar e a torna disponível em função da demanda, mesmo depois do entardecer. Espera-se que as energias solar e eólica apresentem maior integração ao grid elétrico futuramente e a utilização de baterias muito contribuiria para este fim.

Além do setor elétrico, o uso de baterias como fonte de energia para motores de veículos vem crescendo nos últimos anos. Os veículos elétricos não emitem gases poluentes ou gases de efeito de estufa e apresentam bom desempenho, com alguns modelos chegando a alcançar autonomia de mais de 500 km por carga completa de bateria. Neste ano, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*), divulgou resultados do mercado global de veículos elétricos e híbridos. Os veículos híbridos combinam motores a combustão interna com sistema de propulsão elétrica. O artigo mostra que o mercado de carros elétricos e híbridos ultrapassou mais de três milhões de vendas em 2017, uma expansão de 56% em relação ao ano de 2016. Esta expansão deve permanecer pelos próximos anos, pois diversas cidades, principalmente europeias, anunciaram a restrição do uso de veículos movidos a diesel em suas ruas até 2025 e a restrição de veículos movidos a qualquer tipo de combustível fóssil até 2030.

Os carros elétricos utilizam baterias recarregáveis de íon de lítio e estas apresentam alta energia específica quando comparadas com outras baterias. Contudo, as baterias de íon de lítio ainda não apresentam o mesmo desempenho que um motor a combustão, pois apresentam menor potência e energia específica. Estas limitações se dão, principalmente, devido à baixa condutividade elétrica

do catodo da bateria. Entretanto, estas barreiras podem ser superadas pela introdução de materiais condutores nos catodos das baterias. Os principais materiais condutores inseridos nos catodos das baterias são à base de carbono, pois estes apresentam elevada condutividade térmica e elétrica e não reagem quimicamente com os materiais de constituição do catodo. Entre os materiais formados somente por carbono se destacam o grafite, o carbono *black* e, principalmente, os nanotubos de carbono. A adição de uma pequena quantidade de nanotubos ao catodo de uma bateria de íon de lítio, de 0.5 a 6% em massa, pode aumentar em até cem mil vezes a condutividade elétrica do catodo. Desta forma, a introdução de nanotubos de carbono nos catodos de compósitos de lítio pode melhorar o desempenho da bateria com relação à capacidade energética, segurança e potência da mesma.

Nanotubos de carbono são materiais formados somente por átomos de carbono que estão organizados na forma de tubos com diâmetro de dimensões nanométricas e comprimento que pode chegar até a alguns centímetros. O desenvolvimento de nanotubos de carbono no Brasil apresentou um grande avanço em 2005 com a criação da primeira Rede Brasileira de Nanotubos de Carbono apoiada pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Em 2009, surgiu o Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia (INCT) em Nanomateriais de Carbono e um de seus objetivos foi dar continuidade às atividades da Rede Brasileira de Nanotubos de Carbono. Recentemente, uma nova fase foi iniciada

no INCT em Nanomateriais de Carbono, ampliando a interlocução com o setor produtivo.

A produção e a aplicação dos nanotubos de carbono em baterias de íon lítio ainda está em fase de desenvolvimento. Existem diferentes tipos de nanotubos e, conseqüentemente, estes apresentam características diferentes, como morfologia, massa específica e condutividade (elétrica e térmica), fatores que podem afetar o desempenho das baterias.

Para que os nanotubos cheguem a se incorporar em materiais de uso comum, há um obstáculo a ser vencido: desenvolver uma tecnologia de baixo custo e confiável para a produção deles em larga escala, e segundo especificações pré-determinadas, requisitos imprescindíveis para seu uso industrial. O mercado de nanotubos está crescendo de forma sólida, o que leva a uma diminuição no seu valor de mercado. Contudo, o preço dos nanotubos de carbono pode variar muito em função de suas características, podendo atingir valores menores que 400 US\$/kg de material até valores superiores a 900000 US\$/kg. Apesar do seu valor ainda ser elevado, vale lembrar que com a adição de apenas uma pequena quantidade de nanotubos nas baterias, em torno de 2%, já se é possível melhorar diversas de suas propriedades. Deste modo, o uso da nanotecnologia se torna fundamental para o desenvolvimento de novos materiais capazes de superar as limitações das atuais baterias de íons de lítio. Em muitos casos, serão os desenvolvimentos em nanoescala que irão ajudar na solução desses macrodesafios.



Hugo Alvarenga Oliveira é Engenheiro Químico pela Universidade Federal Fluminense (2005), mestre em Química pela Universidade Federal Fluminense (2007) e doutor em Química pela Universidade Federal Fluminense (2011). Parte do doutorado foi desenvolvido na Universidade de Oklahoma fomentado pelo CNPq. Atualmente é Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Química e Petróleo. Atua na área de catalise heterogênea com ênfase no desenvolvimento de catalisadores para produção de nanotubos de carbono em processos compatíveis com o desenvolvimento sustentável, faz parte do grupo de pesquisa RECAT (Reatores Cinética e Catálise). Publicou 5 artigos em periódicos especializados e tem 23 artigos apresentados em congresso.

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



OPINIÃO

O potencial da geração distribuída como estratégia de inclusão energética no Brasil

*Por Juliana Marreco, Natalia Buiatti e Gustavo Malagoli Buiatti**

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento sustentável, está na pauta das propostas dos candidatos, das decisões das corporações e nos acordos internacionais. Em 2015 a ONU criou a Agenda 2030 definindo 17 objetivos para o desenvolvimento sustentável, sendo que o número 7 refere-se a “Energia limpa e acessível – assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos”.

Segundo o Itamaraty, o Brasil considera que a erradicação da pobreza, em todas as suas manifestações, deve constar como primeira prioridade. O país advoga a adoção de medidas universais de proteção social – de forma a assegurar piso mínimo de proteção para prevenir ou reduzir a pobreza, a vulnerabilidade e a exclusão social –

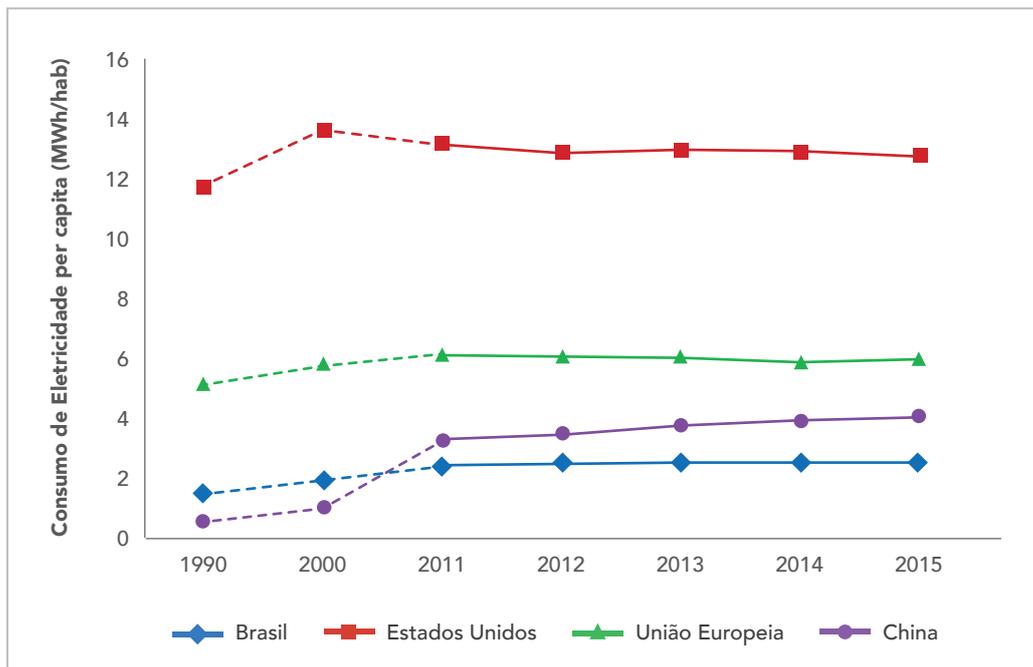
bem como a progressiva elevação dos níveis de proteção oferecidos.

Na questão energética as diretrizes são claras: assegurar universalização a preços acessíveis; dobrar a participação de fontes renováveis e ampliar a geração distribuída (GD).

O suprimento energético adequado reduz assimetrias sociais e é essencial para fomentar a inclusão social e econômica das famílias de baixa renda.

No entanto, mesmo com 99,8% de domicílios com acesso à energia elétrica, o consumo médio per capita nacional (2061 kWh/hab/ano) ainda é baixo quando comparado com a média mundial (3.127 kWh/hab/ano). (fig 1)

Figura 1 – Consumo de eletricidade per capita (MWh/hab)

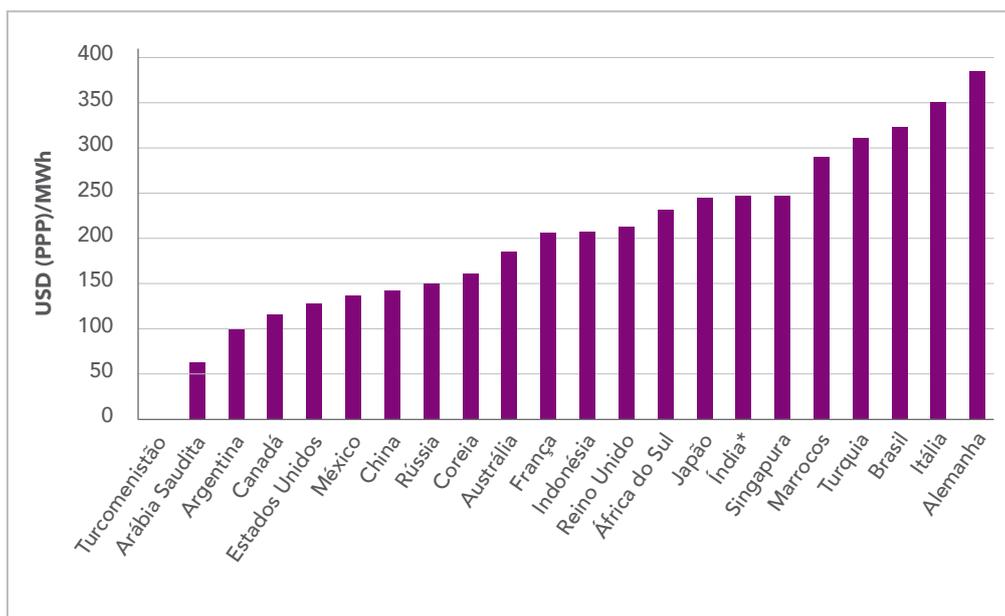


Fonte: EPE, BEN(2018) e IEA

De acordo com o anuário estatístico de Energia Elétrica de 2017, o consumo residencial médio foi de apenas 160 kWh/mês. Uma possível explicação para o baixo consumo apesar da taxa de acesso

elevada está nos altos patamares das tarifas de energia. De fato, a tarifa residencial no Brasil está entre as mais caras do mundo. (fig 2)

Figura 2 – Tarifas de energia elétrica para o setor residencial em países selecionados em 2016.



Fonte: (IEA, 2018).

Uma consequência disso é o número significativo de ligações clandestinas com aumento de perdas comerciais que chegaram a 5% do consumo total de 2015 de acordo com o Instituto Acende Brasil. Isso representava em 2015, 15 milhões de MWh, estimados em mais de R\$8 bilhões, valor equivalente a 30,4% do orçamento total do Bolsa Família naquele ano.

Para atenuar as dificuldades das famílias de baixa renda em acessar este serviço, países em desenvolvimento, especialmente na América Latina, adotam programas de eletrificação complementados com a adoção subsídios. No Brasil, além do programa “Luz para Todos”, voltado para a universalização do acesso, há a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

A TSEE foi criada pela Lei no 10.438, de 26/04/2002, para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, caracterizada por descontos sobre a tarifa residencial.

Os valores gastos com os subsídios da TSEE pelas distribuidoras são ressarcidos através de encargo incluído na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A CDE¹ custeia nove tipos de benefícios entre os quais a TSEE e o Luz para Todos.

O benefício da TSEE está vinculado ao Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal. Existem hoje 28 milhões de famílias cadastradas, 46% com renda per capita mensal entre R\$0 e R\$85; 12% entre R\$85 e R\$170; 23% entre R\$170

e ½ salário mínimo e restante com renda superior a ½ salário mínimo. Uma média ponderada desses valores, daria uma renda per capita média mensal de R\$290.

O desconto médio mensal da TSEE em 2017 de acordo com dados da CCEE foi de R\$22,34, o que representa 7,6% da renda do beneficiário. O consumo médio foi de 122,41 kWh/mês.

O valor da tarifa residencial média em 2017 com impostos foi de R\$0,63/kWh, que para o consumo de 122,41 kWh resultaria em uma conta de energia de R\$77,65 sem subsidio. Com o desconto da tarifa social o consumidor passa a ter uma conta de R\$55,31/mês.

Diante deste cenário, é importante analisar a efetividade da aplicação da TSEE no orçamento familiar e a sua viabilidade enquanto investimento público para inclusão socioeconômica das famílias de baixa renda.

No sentido de contribuir com estas análises, uma proposta no Programa de P&D ANEEL 1704 busca alternativa à TSEE a partir da geração distribuída (GD) fotovoltaica.

A GD é uma tendência mundial com motivações que vão desde a criação de empregos a preocupações com o desenvolvimento sustentável.

A GD consiste na geração de energia próxima ou junto à carga. De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar benefícios para o sistema elétrico, tais como

¹ Em função de problemas estruturais, tais como a ausência de limitação dos gastos do subsidio, falta de contrapartidas, ausência de foco, de critério de saída, de limite de prazo, limitação de cumulatividade e de montante de subsidio, a CDE está em revisão no MME, conforme Consulta Pública nº45 de 02/05/18.

a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; redução de perdas, melhoria do nível de tensão da rede e a diversificação da matriz energética.

No Brasil, a sua regulamentação teve início em 2012, e ao final de 2017, o número de conexões ultrapassava 20 mil beneficiando mais de 30 mil unidades consumidoras.

A alternativa proposta prevê alterar a destinação dos recursos da TSEE, para instalação de projetos fotovoltaicos com energia consumida em GD para os consumidores atualmente beneficiados com a TSEE.

De acordo com o MME (2018), em 2016 foram destinados R\$2.289.076.257 para TSEE, beneficiando 9.307.434 unidades consumidoras (UC).

Assumindo que cada unidade tenha um consumo subsidiado gratuito de 50 kWh/mês, então seriam subsidiados 5.584.460.400 kWh/ano (50kWh/mês x 12 meses x 9.307.434 UC).

Para atender esse consumo anual com fotovoltaica, se adotarmos 18,5% de fator de capacidade, seria necessário instalar 4GWp.

Considerando um investimento de R\$4.000/kWp, seriam necessários R\$16 bilhões; além de um custo de O&M estimado R\$0,043/kWh ao longo dos 25 anos da vida útil da planta.

Em um modelo de fluxo de caixa descontado calculamos o Valor anual equivalente (VAE), que mede o custo anual ou seja, um VPL anualizado.

Os resultados são apresentados na tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Resultados do Estudo de caso para o ano 2016

Taxa	10%	8%	6%	4%
VAE (MMR\$)	(1.846)	(1.635)	(1.432)	(1.239)

Fonte: Elaboração própria

O VAE deve ser comparado com gastos anuais da TSEE. Em 2016 esse valor foi R\$2.289 MM. Na hipótese de substituir os gastos com os descontos por investimentos em geração fotovoltaica, mesmo considerando uma taxa de desconto de 10% real (elevada para programas sociais), o gasto seria de R\$1.846 MM por ano, ou seja 19% a menos do que os valores gastos em 2016. A adoção de uma “taxa patriótica” de 4% por exemplo, levaria a um gasto 37% menor do que o gasto em 2016, fornecendo a mesma quantidade de energia sob gratuidade

para os beneficiários do programa. Tais resultados demonstram uma melhor alocação dos recursos da CDE, que passam também a ter um teto, como desejado.

Na ótica dos usuários, admitindo que ao invés de ter os 121,41 kWh subsidiados com a TSEE, o mesmo consumidor recebesse “gratuitamente” 50kWh a partir de créditos de energia gerados pela GD fotovoltaica, o seu consumo tarifável seria de 71,41kWh que pela tarifa cheia, resultaria em uma

conta de energia de R\$46,67/mês. A economia resultante agora é de R\$31,98, que corresponde a 11% da renda per capita média mensal.

Portanto, na proposta apresentada, o benefício por meio da geração correspondendo ao crédito de 50kWh/mês gera mais “renda” para as famílias beneficiárias, estimulando medidas de racionalização do uso e eficiência energética, uma vez que o pagamento do custo cheio na parcela tarifável dará a sinalização correta do custo da energia. Há ainda uma vantagem fiscal, visto que os descontos da TSEE só ocorrem sobre a tarifa de energia, mantendo os pagamentos dos encargos e impostos sobre o consumo total.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Brasil, 2014. Negociações da agenda de desenvolvimento pós 2015: elementos orientadores da posição brasileira. Disponível em http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/ODS-pos-bras.pdf

EPE, 2018. Balanço Energético Nacional – Relatório de Síntese. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relatório%20Síntese%202018-ab%202017vff.pdf>

MME, 2018. Plano de Redução Estrutural das Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Disponível em http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_

É portanto uma alocação de recursos públicos mais eficiente, moderna, segura, sustentável e inteligente. O investimento em fotovoltaica gera previsibilidade aos gastos da CDE com a TSEE, tal como desejado. O benefício é concedido por 25 anos, podendo ter a flexibilidade de mudança do destinatário, graças à possibilidade de geração compartilhada por meio de cooperativas.

Outras vantagens poderiam ser citadas como: expansão do parque gerador; alocação dos benefícios sociais da geração fotovoltaica; facilidade de implantação; rapidez de instalação, facilidade de manutenção e geração de emprego e renda em toda a cadeia de produção da indústria fotovoltaica.

count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=45&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

IEA - International Energy Agency (2018). World Energy Prices – an overview. Available in : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyPrices2018Overview.pdf>

Instituto Acende Brasil, 2017. White paper. Perdas Comerciais e a inadimplência do setor elétrico. Available in: http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_18_PerdasInadimplencias.pdf.

ONU Brasil. Agenda 2030. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030>.



Juliana Marreco é consultora e pesquisadora na Peoplenergy. Doutora em Planejamento energético, mestre em Finanças e professora na Fundação Dom Cabral. Trabalhou na Vale e atua há 5 anos como consultora independente em empresas tais como Kinross, Alsol, Duke, CBMM etc. Experiência nas áreas de avaliação de investimentos, modelos de negócios e regulação do setor elétrico.



Natália Buiatti é mestre em Psicologia Social pela Universidade Federal de Uberlândia, especialista em Gestão de Projetos Comunitários pela UNITALSI - Torino, já coordenou projetos em diferentes áreas como Segurança Pública, Saúde Básica, Cooperação Internacional e atualmente é coordenadora do Programa Alsolcial para a empresa Alsol Energias Renováveis.



Gustavo Malagoli Buiatti é engenheiro eletricista, doutor em semicondutores, presidente e fundador da Alsol Energias Renováveis, co-fundador e diretor técnico da ABGD (Associação Brasileira de Geração Distribuída), atualmente coordena projeto estratégico de P&D ANEEL 021/2016.

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



OPINIÃO

Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa

*Por Fernanda Delgado e
Pedro Neves**

As discussões acerca do excedente da Cessão Onerosa estão em voga na mídia nos últimos meses. O potencial de geração de recursos diretos oriundos do possível certame é impressionante: segundo algumas estimativas anunciadas (FGV Energia, 2018), os ativos podem arrecadar imediatos R\$ 100 bilhões em bônus de assinatura, um valor que certamente viria bem a calhar para o início do novo governo, que receberá um país com a missão de zerar o seu déficit primário. De fato, esse capital representa algo em torno de 2,5% da atual dívida externa do país e 6% do PIB (IBRE, 2018). Importante se faz, entretanto, entender os motivos que levam o Brasil a acelerar o trâmite da renegociação do contrato e a realização do leilão.

Dizem que a história não se repete, mas rima. Durante o governo Geisel (de 1974 a 1979) havia

a ideia de que o Estado conseguiria gerar desenvolvimento econômico, buscando conciliar a retomada do crescimento econômico com a contenção da onda inflacionária. Dando prioridade ao desenvolvimento de bens de capital, o governo investiu principalmente nas empresas estatais. Entretanto, as reformas não repercutiram o efeito esperado, pois a economia nacional não tinha condições próprias para se recuperar de seus problemas.

Como a história rima, repercussões negativas semelhantes ocorreram durante os governos Lula-Dilma, que também apostaram em um alto nível de intervenção só que, nesse caso, arranjados em projetos e programas mal executados ou geridos. Tais desastres, associados a um contexto de crise econômica mundial, reverberam na economia brasileira até hoje.

De fato, ao invés de crescimento econômico, houve, na verdade, uma das mais profundas e extensas crises da história do país. O endividamento gerado foi da ordem de R\$ 416 bilhões de reais (em valores correntes) em caixa do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (entre 2008 e 2014)¹. À título de comparação, esse valor é equivalente a tudo que os Estados Unidos gastaram na reconstrução da Europa com o Plano Marshall². De fato, a paixão política costuma cobrar caro a sua imprevidência.

Isto posto, o legado que fica para o governo que assume em primeiro de janeiro de 2019 é o da necessidade premente de ajuste fiscal, hoje em aproximadamente quatro pontos percentuais do PIB. Ou seja, o governo Bolsonaro e sua equipe econômica deverão adotar medidas macroeconômicas que “encontrem” 4% do PIB atual e é nesse contexto que surgem peremptoriamente as discussões sobre a cessão onerosa e seu excedente.

Criada em 2010 por meio da lei 12.276/2010, a Cessão Onerosa é um regime de contratação direta (isentando a necessidade de leilão) de áreas específicas de petróleo da União para a Petrobras, que fica

como a única responsável para a exploração e produção das mesmas, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris de óleo equivalente. Os contratos têm duração de 40 anos, podendo ser prorrogáveis por mais cinco.

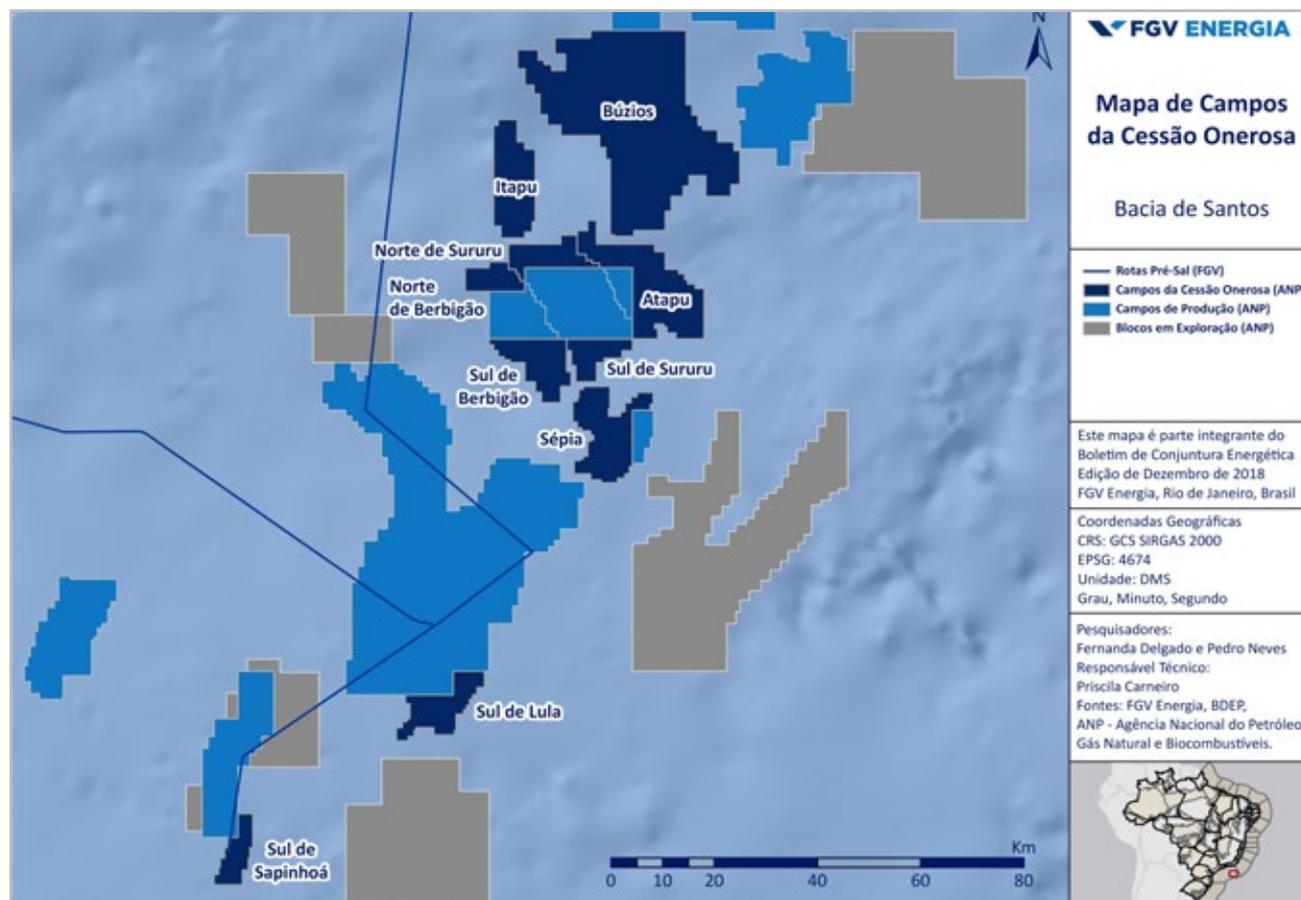
Os blocos originalmente concedidos para a Petrobras foram: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba (área contingente). Segundo a ANP (2018), todos esses blocos, com exceção de Peroba, encontram-se com comercialidade declarada. Foram perfurados mais de 50 poços nos últimos sete anos, de modo que os blocos originaram os seguintes campos:

- Búzios (Franco)
- Itapu (Florim)
- Sépia (Nordeste de Tupi)
- Sul de Lula (Sul de Tupi)
- Sul de Sapinhoá (Sul de Guará)
- Atapu (Entorno de Iara)
- Norte de Sururu (Entorno de Iara)
- Sul de Sururu (Entorno de Iara)
- Norte de Berbigão (Entorno de Iara)
- Sul de Berbigão (Entorno de Iara)

¹ Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15720/1/TD_131_A%20renegociacao%20da%20divida%20do%20BNDES%20com%20o%20TN.pdf

² Trazendo para o presente o valor gasto pelo governo americano com o Plano Marshall usando como indexador o deflator implícito do PIB americano, chega-se a um valor estimado de 110 bilhões de dólares ou 420 bilhões de reais no câmbio atual.

Figura 1 – Disposição dos campos da cessão onerosa



Fonte: Desenvolvimento próprio a partir de dados da ANP (2018).

A concessão de Peroba, que só seria aproveitada caso o volume contratado não fosse alcançado, foi devolvida em 2014, e reofertada e arrematada pela Petrobras em parceria com a CNODC e a BP na 3ª rodada de partilha do pré-sal, ocorrida em dezembro de 2017. O bloco tem volume *in situ* estimado de 5,3 bilhões de barris.

Os termos do acordo incluíam uma futura revisão do mesmo, quando da declaração de comercialidade das áreas, considerando premissas técnicas (inclusão de eventuais novas descobertas, definição de módulos típicos e construção de cenários de produção) e econômicas (atualização dos preços do petróleo e

gás natural, taxa de desconto, tributação vigente, custos e câmbio variantes).

Dessa forma, seriam revisados o valor do contrato, o volume máximo, o prazo de vigência e percentuais mínimos de conteúdo local. Esses itens constam das primeiras e atuais discussões, ainda que já estejam encaminhadas para um entendimento. União e Petrobras divergem tanto sobre o volume estimado das reservas recuperáveis do excedente quanto com relação ao valor a ser ressarcido pelo governo para a petroleira (estando claro que ela é credora na negociação devido, principalmente, a diferença de valor do óleo marcador do contrato

quando da sua assinatura, e agora). A ANP divulgou em dezembro passado uma síntese de seu relatório com a Gaffney, Cline & Associates (GCA) – empresa certificadora - com os volumes estimados para o excedente da cessão onerosa. A Petrobras anunciou que faria sua contraparte³, mas tal comunicado não saiu.

O relatório da GCA afirma que existem volumes da ordem de 6 a 15 bilhões de barris de petróleo equivalente⁴. O último boletim de Reservas divulgado pela ANP apontava o país como detentor de 15 bilhões de barris de petróleo equivalente em reservas do tipo 1P⁵. Ou seja, o volume da área da cessão é também da mesma ordem de grandeza das reservas provadas não só do Brasil, como do México ou de Angola, por exemplo. E maior que as reservas provadas da Noruega, Reino Unido ou Colômbia. Ou seja, sem dúvidas é o típico recurso que nenhuma economia abriria mão: não só congressistas, mas empresas, agências e o próprio governo federal.

Um leilão que oferte áreas dessa magnitude poderia arrecadar, apenas em bônus de assinatura, que é a receita de maior liquidez nesse caso, de pelo menos R\$ 60 bilhões (se executados sob partilha) a totais R\$ 100 bilhões (quando licitados sob concessão). Isso sem mencionar os recursos advindos de *royalties*, impostos, eventual excedente em óleo para a união além de toda a movimentação na economia, com atração de empresas e geração de empregos.

O maior questionamento, entretanto, está na contração do excedente de óleo existente nas áreas (por excedente se entende o volume para além dos cinco

bilhões de barris). O Projeto de Lei da Câmara (PLC) 78/2018 do Deputado Federal José Carlos Aleluia, atualmente em trâmite no Senado Federal, prevê a venda de até 70% dos recursos que se enquadram como excedente para quaisquer empresas, mediante certame sob modelo de partilha da produção. Os outros 30% pertenceriam a estatal, caso ela exerça seu direito de preferência (como previsto na lei do pré-sal).

O PLC ganha emendas quase semanais, de senadores com interesse em participar do projeto em favor de sua base eleitoral, estado filiado ou ainda por possível *lobby* empresarial. As discussões variam do repasse de parte do valor arrecadado a Estados e Municípios por meio de uma parcela do bônus de assinatura ou de revisão dos critérios do Fundo Social do pré-sal até a utilização de uma parcela da receita para construção de gasodutos de escoamento do gás oriundo do pré-sal. Nada se discutiu, entretanto, sobre a segurança jurídica que o certame deve garantir para atrair o investimento estrangeiro e viabilizar a compra das áreas.

Não restam dúvidas de que as articulações do MME e do governo federal não possibilitaram a aprovação do leilão no apagar das luzes do governo Temer, o que torna complexa a realização dos mesmos em 2019. A edição do PLC, por exemplo, alterando o regime do acordo para concessão (algo que permite uma arrecadação em bônus de assinatura maior), faria com que o TCU analisasse novamente toda a proposta. Além disso, com a nova determinação do próprio TCU, que requer pelo menos 150 dias entre a abertura do processo e a realização do certame, o trâmite pode fazer com que o leilão seja adiado

³ Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/press-releases/revision-transfer-rights-agreement-u-surplus-volumes>

⁴ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/4132-anp-divulga-volumes-esperados-para-o-excedente-da-cessao-onerosa>

⁵ Por reservas 1P, entende-se que são reservas provadas, aquelas cuja probabilidade de recuperação de óleo igual ou maior ao valor apresentado é de pelo menos 90%.

para 2020, algo indesejável tanto para membros do governo como para a sociedade. A postergação do leilão, entretanto, apresenta um ponto benéfico: a tramitação regular do processo, com aprovação do texto no congresso e no senado federal, confere maior segurança jurídica a ele e reduz eventuais questionamentos acerca da legalidade do leilão.

Não resta dúvidas de que o leilão dessas áreas tem a potencialidade de gerar um caixa expressivo para o governo federal para o próximo ano. Mesmo em um cenário nacional de otimismo cauteloso, aproxima-se uma era de ouro para a indústria, e por conseguinte, e esperançosamente para o Brasil.



Fernanda Delgado é Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora aliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Operações da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.



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

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



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial

O mês de outubro de 2018 apresentou produção diária de 2,61 MMbbl/d, inferior aos 2,49 MMbbl/d produzidos em setembro (Tabela 2.1). Esse foi o primeiro aumento na produção nacional após quatro meses de queda. A Petrobras é a principal responsável pela recuperação dos números. Com a entrada em operação da P-69 no campo de Lula (Bacia de Santos) combinada com o fim da manutenção dos sistemas dos campos de Jubarte (P-57), Roncador (P-52) e Albacora (P-25 e P-31), todos na Bacia de Campos, a empresa obteve uma variação positiva de 9% em outubro em sua produção interna de óleo.

Se ao mesmo tempo a produção total na Bacia de Campos teve um incremento mensal (de 9%), há muito não visto, a Bacia de Santos apresentou novo recorde mensal com a adição de 97 mil barris/dia e ampliou sua liderança no levantamento por Bacia.

Contudo, a soma das duas bacias apresenta queda anual, ou seja, o declínio contínuo de Campos não compensou os ganhos de Santos e um total de 30 Mbbl/d foi subtraído do montante do país. O Plano de Negócios e Gestão da estatal (PNG 2019-2023) prevê investimentos da ordem de US\$ 20 bilhões na Bacia de Campos, quase sua totalidade dedicada a revitalização de campos como Marlim e Voador. Há ainda o desenvolvimento do campo de Caxaréu, no Parque das Baleias.

A publicação da Petrobras também indica a entrada de 13 unidades de produção para os próximos 5 anos, a maioria deles na bacia de Santos do estado do Rio de Janeiro. Em realidade houve apenas um rearranjo dos sistemas contidos no PNG 2018-2022, seja por opção da empresa ou por atrasos operacionais. Para esclarecimento, dos oito sistemas previstos para 2018, seis deles entraram ou entrarão em operação no ano. A P-76 (unidade do campo de Búzios) começará a operar ainda esse ano e se junta as unidades

P-67, P-69, P-74, P-75 e o FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes. Vale destacar que a P-76 teve 71% de conteúdo local em sua construção e montagem.

Na comparação anual, registrou-se leve queda de 0,5% em outubro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês. Segundo dados da ANP, em outubro, 95,9% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 78,4% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.399 poços, sendo 716 marítimos e 6.683 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,7% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, a produção em outubro foi oriunda de 88 poços e chegou a 1,47 MMbbl/d de óleo e 59 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,84 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia), um recorde nacional de 54,9% da produção do país. Vale mencionar que esses números já contemplam a conclusão do TLD de Mero, que com um único poço já era o 4º maior produtor do país. O campo de Lula, sozinho, foi responsável por 60% da produção em óleo equivalente do pré-sal e 34% da produção nacional. A recente entrada da plataforma P-69, que começou a operar no extremo sul do campo (24/10), deve alavancar ainda mais a produção no campo, que

chegou a 0,9 MMbbl/d numa capacidade instalada de cerca de 1 MMbbl/d.

O CNPE aprovou em dezembro de 2018, as rodadas de 2019 (16ª rodada de concessão e 6ª rodada de partilha) e admitiu que a ANP realize estudos para a realização da 7ª e 8ª rodadas de partilha, previstas para 2020 e 2021, respectivamente. A 6ª rodada do pré-sal terá um bônus de assinatura pré-fixado de R\$ 7,85 bilhões, dos quais R\$ 5,05 bilhões estarão vinculados apenas ao bloco de Aram, localizado a oeste de Carcará. A 16ª rodada de concessão, por sua vez, ofertará 42 blocos em diversas bacias, incluindo águas profundas de Campos e Santos.

Ainda falando sobre as rodadas, em 17/12 foram assinados os contratos referentes a 4ª e 5ª rodadas de partilha. A Petrobras participa e é operadora de quatro das sete áreas arrematadas, mas apenas o bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde não possui outros concessionários participando do acordo.

Um último ponto importante nessa temática refere-se a renegociação da cessão onerosa e a realização do leilão referente ao seu excedente. O governo não conseguiu aprovar o texto no Senado nem diretamente com o TCU, de modo que ficará para o próximo a renegociação e as eventuais discussões¹.

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

Agregado	out-18	out-18/set-18	Acumulado*
Produção	2.614.131,9	8,7%	942.489.990,6
Consumo Interno	1.695.643,1	7,6%	607.060.187,2
Importação	342.197,0	114,1%	69.126.752,4
Exportação	1.547.056,1	16,2%	386.731.684,6

*Acumulado no ano de 2018.

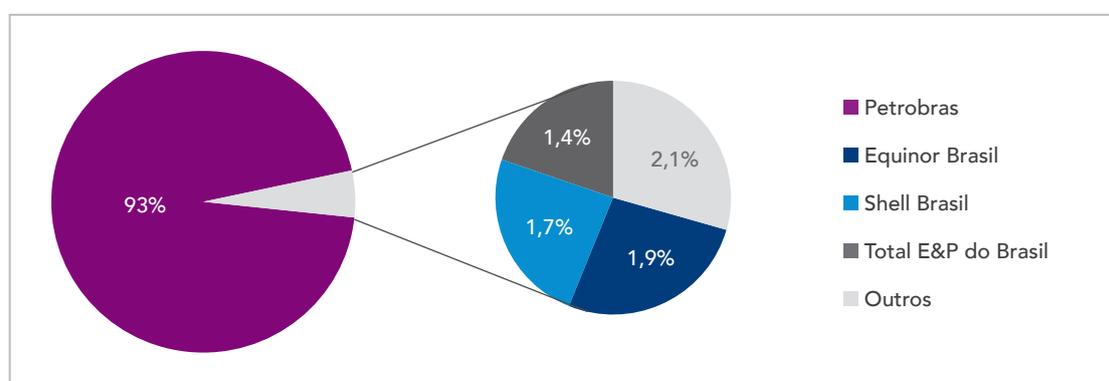
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

¹ Para mais informações, consulte nossa Coluna Interna: Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa.

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil enquanto operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil diminuiu para 1,9%² (em relação ao mês anterior) enquanto a Shell³ apresentou leve aumento para 1,7% e a Total⁴, em quarto, reduziu a 1,4% sua porcentagem de operação no país. Há expectativa de mudança

breve nesses patamares devido a conclusão de fases exploratórias de blocos recém-arrematados e início de produção de outros sistemas. A presença cada vez maior de empresas internacionais nos leilões também corrobora a mudança esperada. A Figura 2.3 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de outubro.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2018.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em outubro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo tornou a subir (com o aumento da produção a uma taxa mais rápida que o consumo). Interessante notar a aproximação do consumo nacional com as exportações de petróleo,

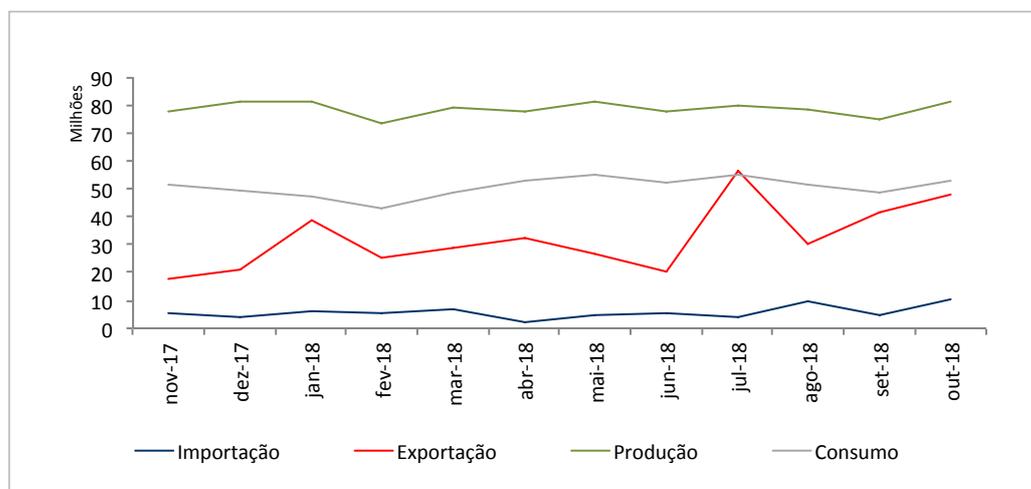
evidenciando o alto potencial de diversificação do país. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se um aumento do gap entre elas, altamente vinculado as importações, que duplicaram seu valor no mês de outubro diante de setembro.

² Houve redução na produção de Peregrino.

³ Houve incremento na produção de Argonauta.

⁴ Houve ligeira redução da produção de Lapa.

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



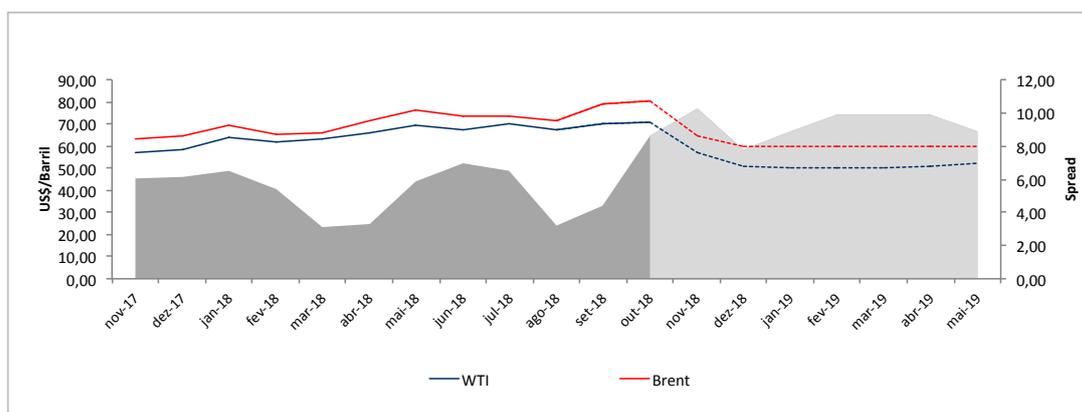
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou alta no mês de outubro, atingindo o valor de US\$ 81,03/bbl. O WTI também teve um aumento e chegou ao valor de US\$ 70,53/bbl em outubro.

Contudo, é importante adiantar que os preços sofreram forte queda nos últimos dias. O Brent já está cotado abaixo dos US\$ 60/bbl e o WTI dos US\$ 50/bbl. As razões são as mesmas já menciona-

das em edições passadas deste boletim: desequilíbrio entre oferta e demanda global, indefinição por parte da OPEP acerca do corte na produção para conter a baixa nos preços e as isenções concedidas pelos EUA a alguns compradores de óleo iraniano mesmo diante das tarifas impostas. Ainda assim as exportações e a produção do Irã estão em queda. O mesmo ocorre na Venezuela. A própria EIA já atualizou suas projeções de preço para cenários consideravelmente mais negativos em sua publicação *Short Term Energy Outlook* (vide Figura 2.5).

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 outubro, o cenário por estado acompanhou o perfil positivo da produção nacional, tanto para as áreas onshore quanto *offshore*. De fato apenas a produção em mar de Alagoas e Bahia apresentaram queda em rela-

ção a Setembro e a produção em terra do Ceará. O estado do Rio de Janeiro, maior produtor do país, ultrapassou a barreira dos 1,8 MMbpd, número maior que toda a produção de outubro do México, Venezuela e Noruega.

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

UF	Localização	out-18	out-18/set-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.519	1,5%	952.842
	Offshore	104	-24,6%	43.706
AM	Onshore	19.938	2,1%	7.403.106
BA	Onshore	28.647	4,8%	10.715.683
	Offshore	528	-3,5%	198.809
CE	Onshore	1.033	-2,9%	397.370
	Offshore	4.410	4,6%	1.566.679
ES	Onshore	8.826	1,3%	3.686.925
	Offshore	337.288	22,8%	120.999.258
MA	Onshore	97	23,6%	17.961
RJ	Offshore	1.825.950	7,5%	657.096.476
RN	Onshore	34.635	4,4%	12.993.165
	Offshore	4.621	6,5%	1.913.125
SP	Offshore	328.934	4,5%	117.483.660
SE	Onshore	11.719	1,1%	5.164.745
	Offshore	4.882	4,5%	1.856.482
Total		2.614.132	8,7%	942.489.991

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados diários consolidados para os derivados de Petróleo. Em outubro de 2018, e diante dos péssimos números registrados em setembro, os únicos índices negativos ficaram com o consumo de óleo combustível e a importação de gasolina, altamente vinculado a alta nos preços internacionais que o petróleo vivia na época e da total correlação entre estes e o preço do derivado.

Entretanto, a gasolina segue uma trajetória de queda acentuada nos primeiros 10 meses do ano, em processo de substituição pelo etanol hidratado, que já se apresenta há meses como mais vantajoso na bomba. Em termos comparativos houve no ano uma substituição de mais de 40% de consumidores de gasolina para álcool. O aumento no consumo de etanol foi de 47,7% em outubro.

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

Combustível	Agregado	out-18	out-18/set-18	Acumulado*
Gasolina A	Produção	412.544	3,5%	151.575.316
	Consumo	452.064	5,5%	179.740.960
	Importação	17.633	-8,6%	18.732.081
	Exportação	55.192	499,7%	6.265.829
Diesel S10	Produção	778.489	11,1%	261.185.256
	Consumo	924.456	5,9%	313.602.965
	Importação	226.563	136,1%	74.280.275
	Exportação	640	9,1%	6.555.198
GLP	Produção	131.403	3,5%	47.275.370
	Consumo	229.109	3,5%	83.608.303
	Importação	44.520	2,3%	1.380.113
	Exportação	0	-	6.222
QAV	Produção	99.193	7,9%	40.629.003
	Consumo	121.829	1,4%	44.618.266
	Importação	39.398	-	3.986.909
	Exportação	8.838	307,2%	407.631
Óleo Combustível	Produção	168.378	8,4%	68.076.883
	Consumo	32.747	-41,8%	15.834.929
	Importação	0	-	1.682.226
	Exportação	132.241	40,7%	29.632.702

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional dos combustíveis, todos os derivados em análise tiveram preço de realização interna inferior ao de referência internacional⁵. De acordo com economistas do Ibre/FGV, as previsões de cotação do dólar e preço de petróleo para 2019 mais baixas corroboram com o fim do programa de subvenção, agendado para 31 de dezembro de 2018. Eles ainda afirmaram que o custo total da medida ficou em torno de R\$ 13,5 bilhões em 2018 (Valor, 2018)⁶.

Ficou também evidente no PNG 2019-2023 o reposicionamento por parte da Petrobras com o segmento de *downstream*. De fato, com os desinvestimentos previamente anunciados em 2018, é provável que a companhia continue cedendo

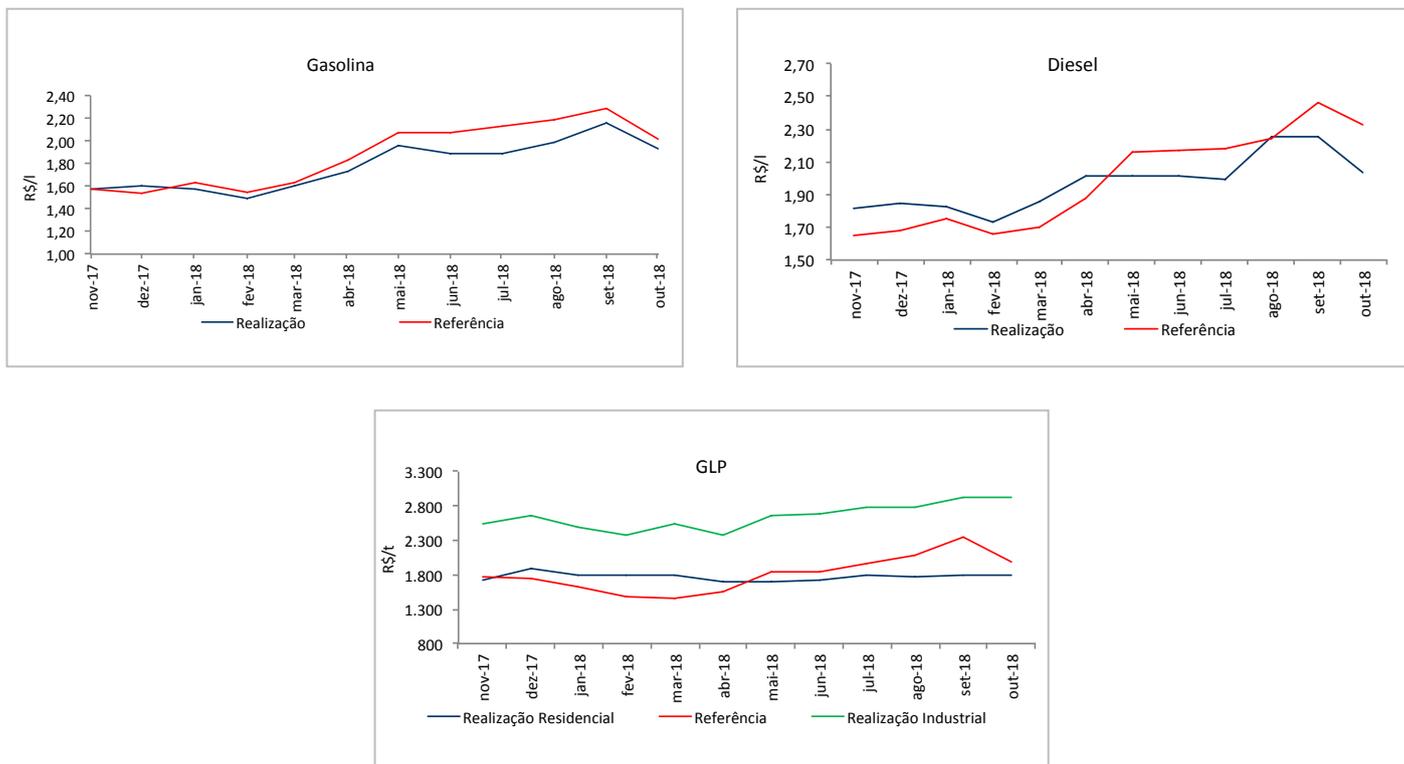
espaço no setor. A empresa inclusive apresenta sua proposta de modelo de refino na qual ela salta dos atuais 99% de *market share* para um total de 60%. Isso representa uma interessante oportunidade para empresas de pequeno a grande porte que queiram se inserir no segmento no país. Entretanto, elas terão que investir não somente na modernização do parque atual como na sua ampliação, algo que requer custos altos.

Adiantamos nessa edição que a Petrobras obteve a aprovação da ANP para a retomada da produção da unidade de Coqueamento Retardado da RNEST que regulariza a operação da Refinaria. A empresa reforçou em comunicado que durante o período de manutenção da unidade o abastecimento de combustíveis não foi impactado.

⁵ O óleo combustível segue a equidade na formulação de seus preços desde novembro de 2016 e, por isso, não consta nas figuras apresentadas.

⁶ <https://www.valor.com.br/brasil/5979565/cenario-permite-fim-do-subsidio-ao-diesel>

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

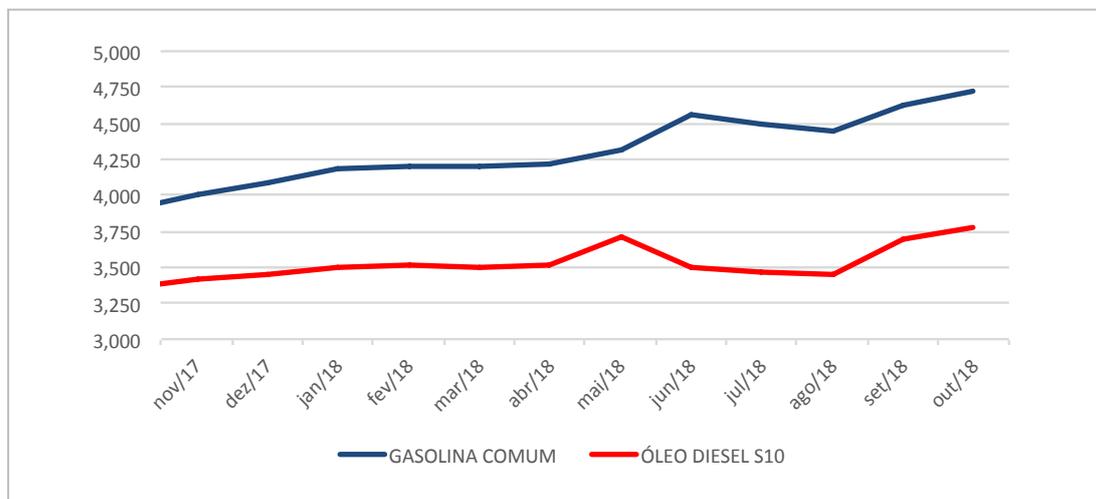


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Concomitantemente, em outubro de 2018, os preços para gasolina comum e diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil também

voltaram a crescer. A Figura 2.7 apresenta um histórico anual desses preços.

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



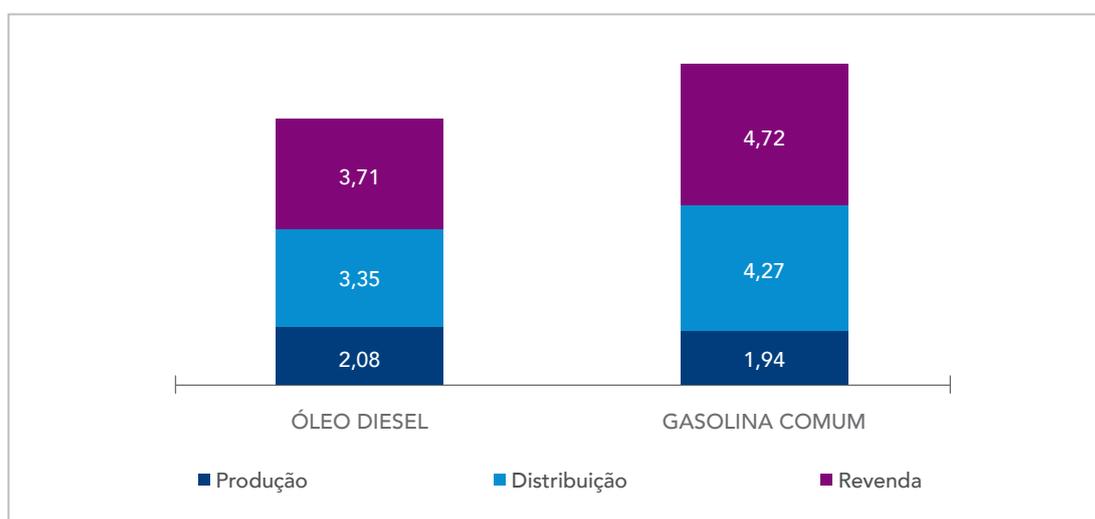
Fonte: ANP, 2018.

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

O acompanhamento do histórico de preços permite observar os pontos de influência governamental na precificação, como o programa de subvenção ao diesel. Em dezembro de 2018, a ANP concedeu à sete empresas o pagamento de R\$ 700,8 milhões referentes a 3ª fase do programa (meses de julho a outubro). 95% dos valores foram repassados à Petrobras.

A agência também disponibiliza, desde 2002, um acompanhamento dos preços e margens de comercialização de combustíveis baseado no regime de liberdade de preços dos diferentes segmentos de mercado: a produção, a distribuição e a revenda. A Figura 2.8 ilustra um exemplo de como a agência endereça a composição dos preços. Os dados são referentes a outubro de 2018.

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em outubro (média nacional em R\$)



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

Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO⁷

Em setembro de 2018, houve um aumento da produção de gás natural de 6,1% em relação ao mês anterior, no valor de 112,9 MMm³/d. Isto ocorreu devido ao retorno da plataforma do campo de Mexilhão, nas bacias de Santos, retornando ao patamar acima de 110 MMm³/d.

A produção indisponível, proveniente da reinjeção, queima, consumo interno e absorção em UPGN's também registrou acréscimo de 3,9%, sendo a maior dos últimos 12 meses. A oferta de gás nacional disponibilizada foi de 52,1 MMm³/d, o que representou um aumento de 8,9%, porém ainda abaixo da média anual. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.1.

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

	set-18	set-18/ago-18	Média Anual*
Prod. Nacional Bruta	112,9	6,1%	111,8
Reinjeção	39,5	4,1%	32,9
Queima	3,1	-0,6%	3,6
Consumo interno em E&P	14,4	5,9%	13,6
Absorção em UPGN's	3,8	-1,0%	4,4
Subtotal	60,8	3,9%	54,5
Oferta de gás nacional	52,1	8,9%	57,3
Oferta nacional/Prod. Bruta	46,1%	2,6%	51,3%

*Média dos últimos 12 meses

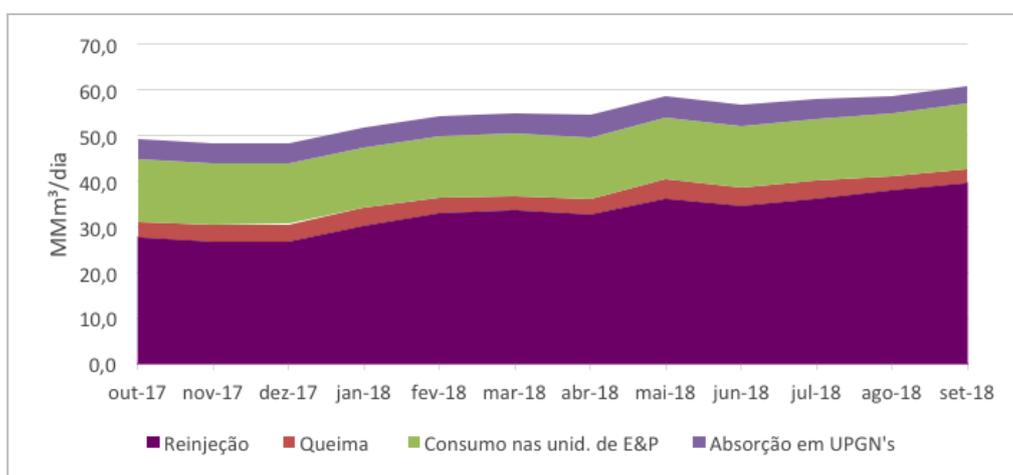
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

⁷ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

A queima de gás natural e a absorção de UPGN's registrou uma pequena queda de 0,6% e 1%, respectivamente. A reinjeção e o consumo interno em E&P tiveram aumentos de 4,1% e 5,9%, respectivamente. O volume reinjetado de gás natural foi de 39,5 MMm³/d, a maior taxa de reinjeção até

então. Desde janeiro de 2018 a taxa de reinjeção está acima de 30 MMm³/d, isto é, a mesma capacidade total do gasoduto Brasil-Bolívia. O mês de setembro foi o de maior produção indisponível nos últimos 12 meses, como pode-se observar no gráfico 3.1.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A importação de gás natural aumentou novamente, em setembro em 6,8%. O total do gás vindo da Bolívia e o GNL importado foi de 47,6 MMm³/d, muito acima da média anual. Dentre a importação, para o gás via gasoduto Bolívia, o volume perma-

neceu praticamente estável, com um aumento de 1,7%, já o GNL houve um acréscimo de 12,9%, importando 23,2 MMm³/d. Na tabela 3.2 pode-se analisar os dados em maiores detalhes.

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

	set-18	set-18/ago-18	Média Anual*
Gasoduto	24,5	1,7%	23,9
GNL	23,2	12,9%	8,3
Total	47,6	6,8%	32,1

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

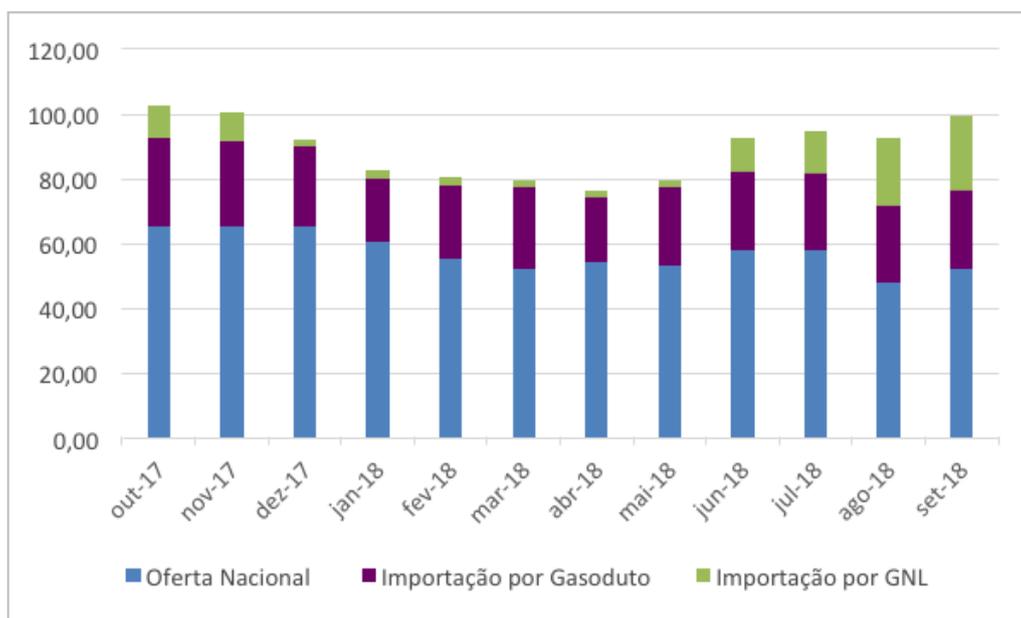
Este aumento na importação de GNL é devido ao reflexo do consumo de gás natural nas termelétricas. O consumo do gás para a energia elétrica saltou de 33,4 MMm³/d para 47,5 MMm³/d, em setembro de 2018.

Cabe ressaltar, que foi firmado um contrato entre a Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul² e a Bolívia com termos para o suprimento de gás natural para o MS e para a Termoelétrica da Fronteira e, ainda, o fornecimento de ureia para Mato Grosso do Sul. A assinatura dos termos representa a garantia do fornecimento de diferentes fontes de energia para o estado de MS e ainda demonstra a forte ligação com a Bolívia, que se estreitou nos últimos anos.

Com a assinatura dos acordos, a Termofronteira tem garantidos o suprimento de gás natural e a sociedade com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), estatal petrolífera boliviana, que entrará também na realização do projeto, localizado em Ladário. O acordo prevê o fornecimento de 1,2 milhão de m³/dia, com capacidade de ampliação para 2,5 milhões de m³/dia, por 25 anos, a partir do ano de 2025.

Como mostrado no gráfico 3.2, no mês de setembro foram disponibilizados ao mercado o volume total de 99,3 milhões de m³/dia.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

⁸ <https://www.abegas.org.br/porta/?p=70006>

B) CONSUMO

O volume de gás natural consumido no país em setembro alcançou o maior patamar desde 2015, com um consumo de 92,5 MMm³/d. Isto ocorreu devido ao aumento do consumo da geração de energia elétrica, que teve um aumento de 24,3% comparado ao mês de agosto. Todos os outros segmentos tiveram aumentos, exceto o segmento industrial, que teve queda de 5,9%, como pode-se observar na tabela 3.3

No gráfico 3.3, pode-se analisar o histórico dos últimos 12 meses do consumo de gás natural por setor.

Como mostrado no gráfico 3.3, o consumo da geração de energia elétrica ultrapassou o consumo industrial, após uma pequena queda este mês.

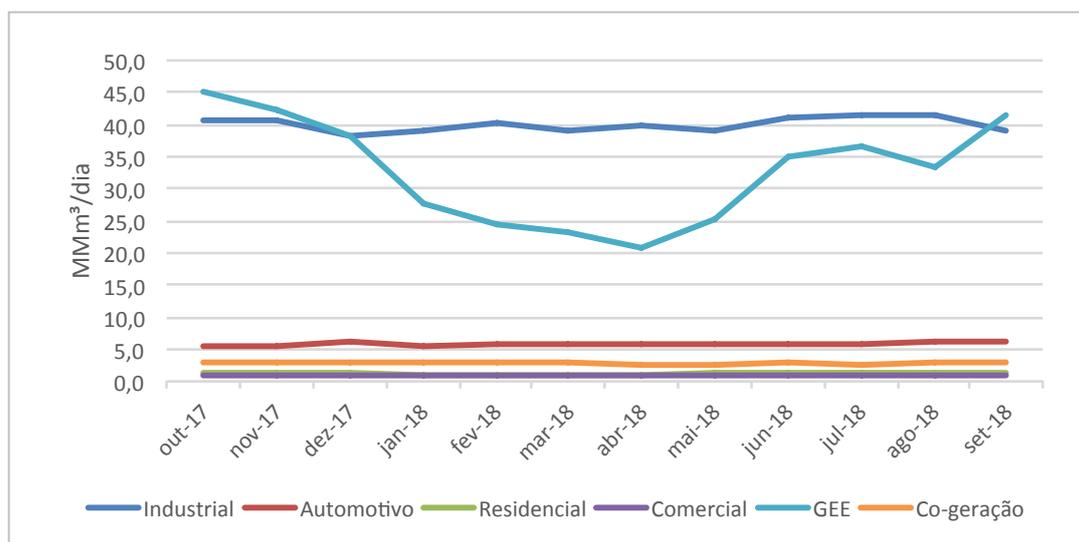
Tabela 3.3: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-18	set-18/ago-18	Média Anual*
Industrial	39,1	-5,9%	40,0
Automotivo	6,3	1,3%	5,9
Residencial	1,5	9,3%	1,2
Comercial	0,9	2,3%	0,8
GEE	41,6	24,3%	32,8
Cogeração	2,9	3,6%	2,8
Total	92,5	6,8%	83,6

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹² <https://epoca.globo.com/expresso/consumo-do-gas-natural-veicular-gnv-cresce-135-23220300>

C) PREÇOS

Avaliando os preços no mercado internacional, foi observado que o gás natural nos Estados Unidos, o GNL no Japão e o gás NBP (Europa) obtiveram alta. O destaque foi para o NBP que teve um acréscimo de 20,1%, passando o valor para 9,4 US\$/MMBTU. O preço do GNL comercializado nacionalmente

apresentou um aumento de 8,3%, enquanto os preços do GNL e do city gate reduziu em relação ao mês de agosto, 0,7% e 4,5% respectivamente. O preço do Programa Prioritário Termelétrica (PPT) se manteve o mesmo do mês anterior, como é possível observar na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	set-18	set-18/ago-18	Média Anual*
Henry Hub	3,0	1,3%	2,95
GNL no Japão	11,3	3,8%	9,66
NBP**	9,4	20,1%	7,32
GNL no Brasil ***	9,5	8,3%	7,96
Gás Importado no Brasil ****	7,2	-0,7%	6,52
PPT *****	4,2	0,0%	4,30
No City Gate	7,2	-4,5%	7,55
Preços das distribuidoras ao consumidor final (ref: Brasil)	GNV	18,6	36,6%
	Indústria - 2.000 m³/dia *****	15,3	-4,1%
	Indústria - 20.000 m³/dia *****	13,4	-3,8%
	Indústria - 50.000 m³/dia *****	13,0	-3,9%

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

* Média dos últimos 12 meses ** National Balancing Point (UK) *** Preço FOB

**** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte) ***** não inclui impostos

Em relação aos preços das distribuidoras ao consumidor final, o GNV teve uma elevação considerável de 36,6% frente ao mês de agosto, fechando no valor de 18,6 US\$/MMBTU. A explicação é a política de reajustes implementada pela Petrobras, fornecedora de insumo, que passou a acompanhar as variações do dólar e das commodities no mercado internacional. A Abegás argumenta que o preço do GNV subiu mais do que os outros combustíveis no último ano por causa da base de cálculo dos reajustes, elevada no início do ano, durante a renegociação dos contratos. Além disso, a energia elétrica utilizada na compressão do combustível nos postos pesou nos custos⁹.

Além disso, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) enviou

ao futuro presidente Jair Bolsonaro uma proposta de substituição do diesel por GNV em veículos pesados, como ônibus e caminhões.

Em um documento de 52 páginas, intitulado “Uma indústria do Gás Natural Competitiva para o Brasil”, a Associação afirma que a medida traria ganho ambiental e economia de divisas, e sugere uma série de ideias para implementar uma política nacional de estímulo ao uso de gás natural¹⁰.

O que a ABEGÁS defende, entre outras ações, são mudanças regulatórias, que permitam incluir os veículos a GNV nos editais de licitação da renovação das frotas municipais dos ônibus das cidades brasileiras.

⁹ <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,preco-do-gnv-sobe-mais-que-o-da-gasolina,70002511947>

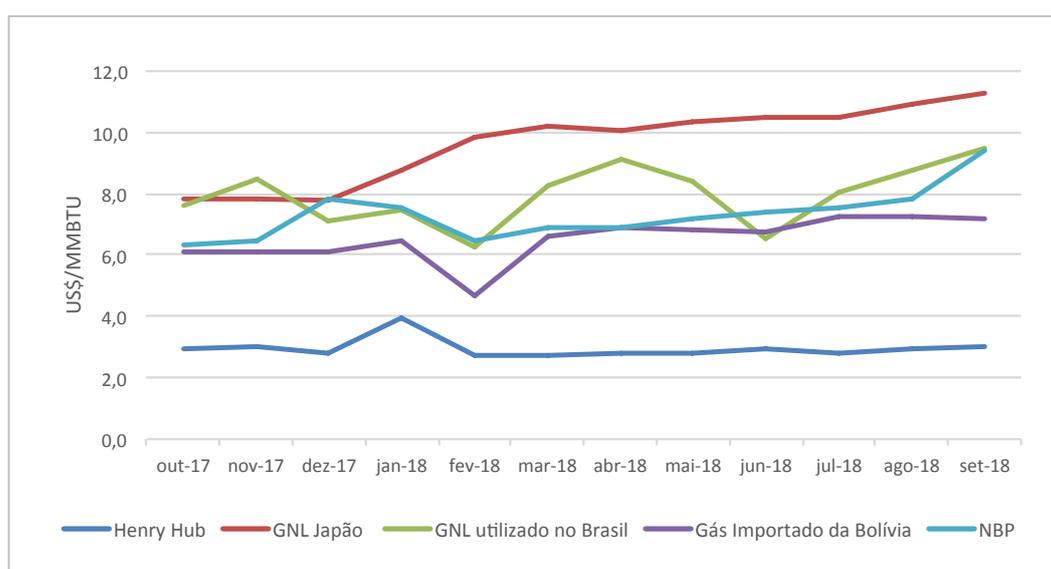
¹⁰ <https://www.abegas.org.br/portal/?p=69550>

Pelo lado ambiental, garante a ABEGÁS, a substituição do diesel por GNV reduziria em cerca de 70% as emissões de poluentes, possibilitando uma sensível melhora na qualidade do ar das cidades, o que, segundo estimativas, permitiria uma economia da ordem de R\$ 40 bilhões por ano em gastos de saúde pública. Já pelo lado econômico, a redução

nas importações de gasolina e diesel traria ao país uma economia brutal, em média de US\$ 7,3 bilhões por ano.

No Gráfico 3.4 pode-se ver o histórico comparativo dos últimos 12 meses a variação dos preços de gás natural internacionais e do Brasil.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O preço das distribuidoras para o consumidor final da indústria registrou queda em todas as faixas de consumo. Os valores para 2.000 m³/d, 20.000 m³/d e 50.000 m³/d foram de 15,3, 13,4 e 13 US\$/MMBTU, respectivamente.

D) MAIORES INFORMAÇÕES

Há um estudo da expansão da malha de gasodutos de transporte no país feito pela EPE e de acordo com a empresa esse estudo será concluído no terceiro trimestre de 2019¹¹.

Na prática, a atribuição da EPE quanto ao planejamento de expansão dos gasodutos será apenas indicativa sobre o que está por vir no transporte de gás. O objetivo é tornar mais céleres as avaliações para novos projetos, já que o PEMAT baseava novas concessões de gasodutos e poderia levar até dois anos para ser concluído.

O PEMAT previa outros pontos como propostas de traçados, de sistemas de compressão e da localização do ponto de entrega, que já não consta-

¹¹ <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/estudos-sobre-expansao-de-gasodutos-saem-no-terceiro-trimestre-de-2019/>

rão obrigatoriamente nos novos estudos a serem desenvolvidos. A nova sistemática contará, por outro lado, com informações do mercado e diretrizes estabelecidas pelo MME.

Além de colocar sob responsabilidade da EPE os estudos indicativos de novos gasodutos, o decreto nº 9.616 que modifica o decreto 7.382 de 2 de dezembro de 2010 publicado no dia 17 de dezembro de 2018, no Diário Oficial, estabelece ainda a criação dos sistemas de transporte de gás, que irá agrupar a malha existente, cuja regulação ficará a cargo da ANP.

Esses sistemas estabelecem a contratação de capacidade por meio do regime de entrada e saída, diferente do sistema ponto a ponto que vigorava até então. Já as tarifas deverão ser negociadas pelos transportadores, considerando o mecanismo de repasse de receita entre eles.

Sobre o acesso de gasodutos de transporte por terceiros, o decreto prevê sanções contra negativa de acesso por parte dos transportadores se ficar provado que o motivo configura conduta anticompetitiva.

Há mudanças também na estocagem de gás natural. Fica liberado o acesso de terceiros à instalações que não sejam reservatórios devolvidos à União e outras formações geológicas.

Ademais, a Assembleia Legislativa do Espírito Santo aprovou o Projeto de Lei 273/2018 que autoriza a criação da Companhia de gás do Espírito Santo (ES Gás)¹². A nova distribuidora nasce de uma proposta do poder executivo e estabelece como sócios o Estado, que será o controlador com pelo menos 51% das ações, e a BR Distribuidora, subsidiária da Petrobras.

A empresa só poderá ser criada efetivamente a partir do dia 1º de janeiro de 2019. Esta prevê que, enquanto a ES Gás não contar com pessoal próprio, tanto o governo quanto a Petrobras poderão ceder servidores para garantir a continuidade do serviço público até a criação da companhia.

Até hoje, o Espírito Santo era o único estado da federação que não contava com uma distribuidora de gás própria, tendo o serviço executado pela Petrobras, que também tinha o papel de atuar como supridora da região. Com a nova empresa, o setor de gás deixa de ficar concentrado na petroleira.

No ano passado, o estado consumiu 2,7 milhões de m³/dia de gás, sendo a maior parte, de 1,7 milhão de m³/dia, de consumo não térmico e o restante destinado para termelétricas no estado. A rede de distribuição do estado tem, hoje, cerca de 446,8 km de extensão e atende 48.430 clientes em 13 municípios. Os investimentos na expansão da rede de distribuição, executadas pela Petrobras em 2017, atingiram R\$ 8,38 milhões.

¹² <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/aprovada-criacao-da-es-gas/>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

A produção total de etanol (anidro e hidratado) caiu 22,2% entre setembro/18 e outubro/18, em função da proximidade do fim da safra 2018/19 de cana-de-açúcar da região Centro-Sul, a qual se encerra oficialmente em dezembro. Segundo a UNICA (União da Indústria de Cana-de-Açúcar), o ritmo de processamento de cana neste ciclo foi mais lento, em decorrência da menor oferta de cana e da maior incidência de chuvas nas principais regiões produtoras, o que reduziu o ritmo da colheita. A maior precipitação pluviométrica registrada no mês de outubro alterou o cronograma previsto para encerramento de moagem, postergando a data de término da safra. Até o dia 1º de novembro, 52 unidades encerraram a safra 2018/2019.

Em outubro/18, foram produzidos 937,8 milhões de litros de etanol anidro, volume 20,8% inferior ao registrado no mês anterior (setembro/18), e 33,1% inferior ao mesmo mês do ano passado (outubro/17).

No acumulado de janeiro a outubro, a produção de etanol anidro, em 2018, está 17,3% abaixo do mesmo período de 2017. No caso do etanol hidratado, o volume produzido em outubro/18 (2,3 bilhões de litros) foi 22,7% inferior à produção de setembro/18, mas superou em 12,5% a produção do mesmo mês do ano passado (outubro/17). No acumulado de 2018, o hidratado acumula uma produção 40,7% superior ao mesmo período de 2017. A política de preços da Petrobras vem favorecendo a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina, contribuindo para o aumento do consumo e da oferta do biocombustível.

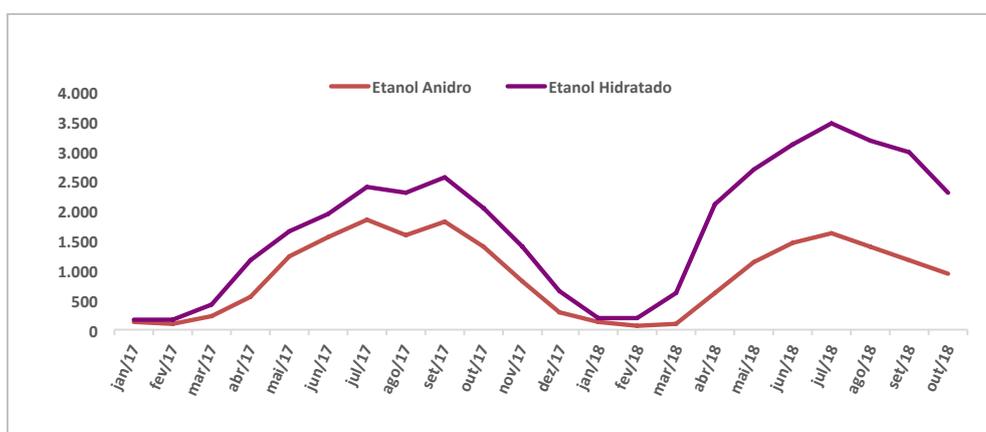
Os preços mais baixos do açúcar no mercado internacional, em 2018, fizeram com que os produtores dessem maior preferência à produção de etanol, deixando o perfil da safra de cana-de-açúcar 2018/19 mais alcooleira.

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

Biocombustível	out-18	acum-18	out-18/set-18	out-18/out-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	937,8	8.626,5	-20,8%	-33,1%	-17,3%
Etanol Hidratado	2.312,1	20.869,3	-22,7%	12,5%	40,7%
Total Etanol	3.249,9	29.495,7	-22,2%	-6,0%	16,8%
Biodiesel	500,2	4.383,5	3,7%	22,2%	24,5%

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

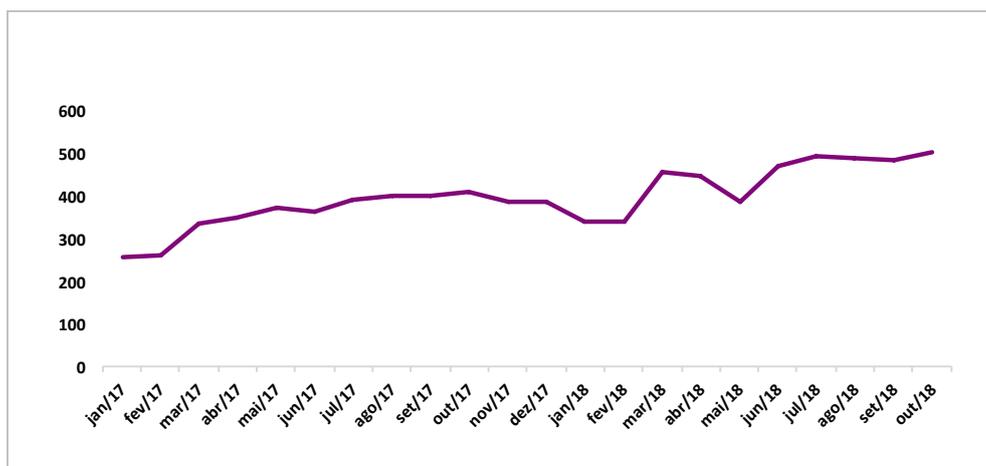
A produção de biodiesel alcançou 500,2 milhões de litros, em outubro/18, o maior volume mensal já produzido desde o início do programa nacional de produção do biocombustível. Nos dez primeiros meses de 2018, já foram produzidos 4,4 bilhões de litros de biodiesel, volume superior aos 4,3 bilhões produzidos em todo o ano de 2017.

O volume representou um aumento de 22,2% em relação ao mesmo mês do ano passado (outubro/17). A produção acumulada de janeiro a outu-

bro de 2018 está superando em 24,5% a produção do mesmo período de 2017. Os resultados positivos para a indústria de biodiesel, em 2018, decorrem do aumento do teor de biodiesel no diesel, que passou de 8% para 10% em março de 2018, e da retomada da demanda por óleo diesel, após um período de maior impacto provocado pela recessão econômica.

Conforme a Resolução nº 16/2018, do CNPE, publicada no dia 08 de novembro de 2018, a partir de março de 2019, o biodiesel passará a ser adicionado em 11% do diesel mineral.

Gráfico 4.2 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



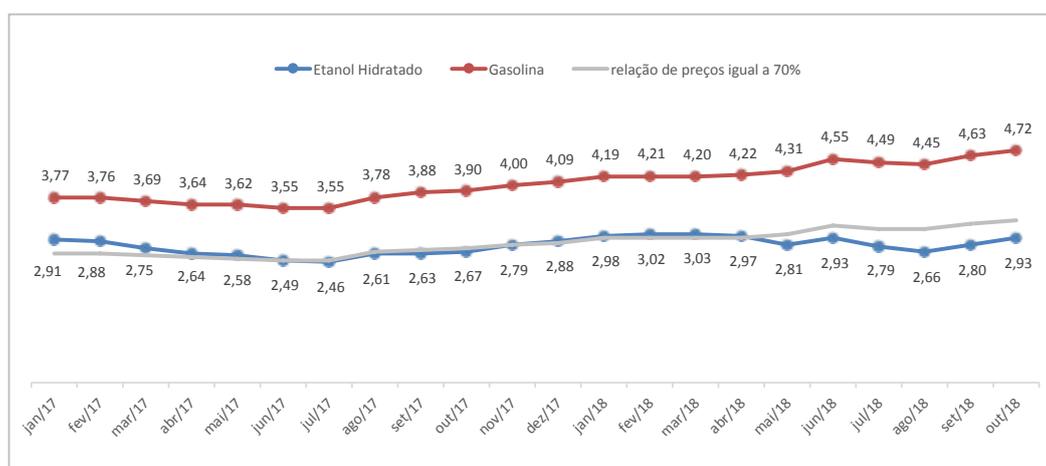
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Os preços do etanol apresentaram valorização, em outubro/18, como uma resposta natural à redução da produção. Além disso, com o aumento dos preços da gasolina, ficou vantajoso abastecer com o etanol, o que levou ao aumento da procura pelo biocombustível. A maior demanda pelo etanol, portanto, também ajudou a elevar a sua cotação. A tendência esperada para os próximos meses é de aumento de preços, pelo menos, até o início da nova safra (2019/2020).

Em outubro/18, o etanol hidratado foi cotado em R\$ 2,93 por litro (preço médio de revenda no país), valor 4,9% acima do preço médio de setembro/18 (R\$ 2,80 o litro), enquanto o litro da gasolina apresentou preço médio de R\$ 4,72, valor 2,0% superior ao do mês anterior (R\$ 4,63). Apesar de o preço médio do biocombustível ter subido mais do que o da gasolina, a relação de preços entre o hidratado e a gasolina ficou em 62%, o que é favorável ao etanol.

Gráfico 4.3 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final, em R\$/l

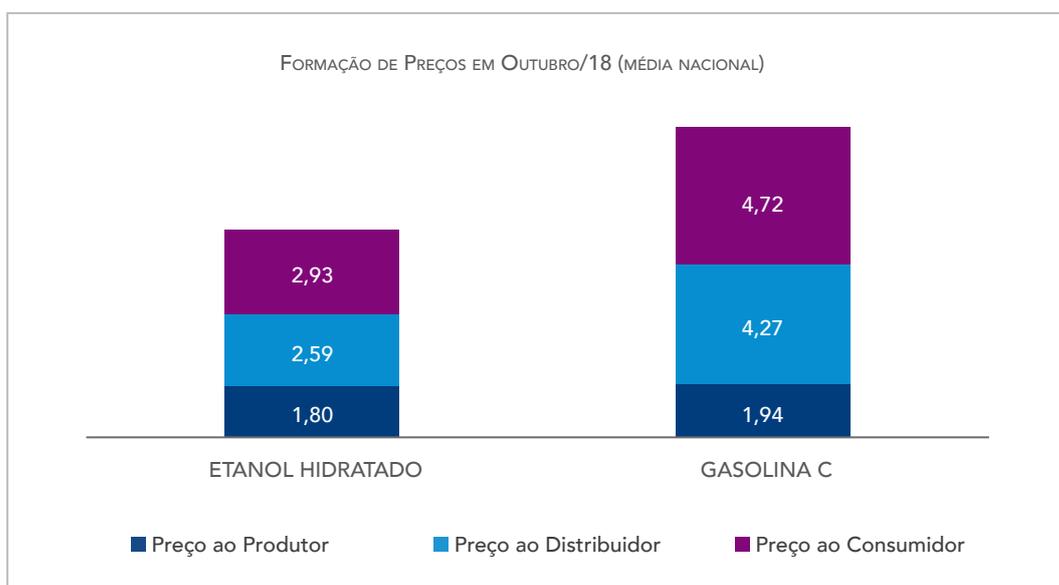


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Em outubro/18, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,80 ao produtor, R\$ 2,59 ao distribuidor e R\$ 2,93 ao consumidor. O preço ao consumidor registrou alta de 4,9% entre setembro e outubro, enquanto os preços ao produtor e ao distribuidor aumentaram, respectivamente, 6,7% (R\$ 1,69 em

setembro) e 6,5% (R\$ 2,43 em setembro), sinalizando que nem todo o aumento foi repassado aos consumidores. A gasolina comum (contendo 27% de etanol anidro) apresentou preços médios de R\$ 1,94 ao produtor, R\$ 4,27 ao distribuidor e R\$ 4,72 ao consumidor final.

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

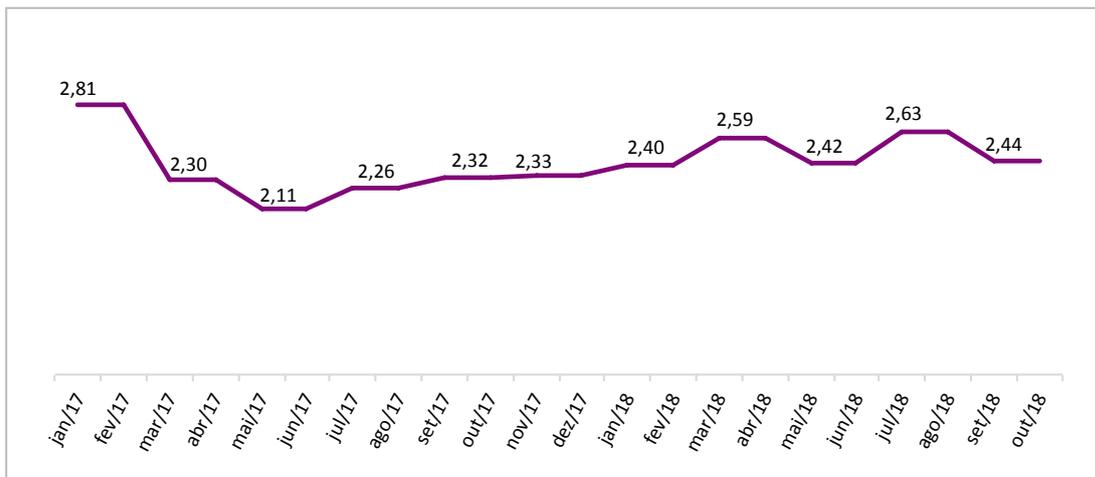


Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, MME e ESALQ

No 62º Leilão da ANP, no qual foram adquiridos volumes para os meses de setembro e outubro, o biodiesel foi negociado ao preço médio de R\$ 2,44, valor 7,3% abaixo do preço médio dos meses de julho e agosto.

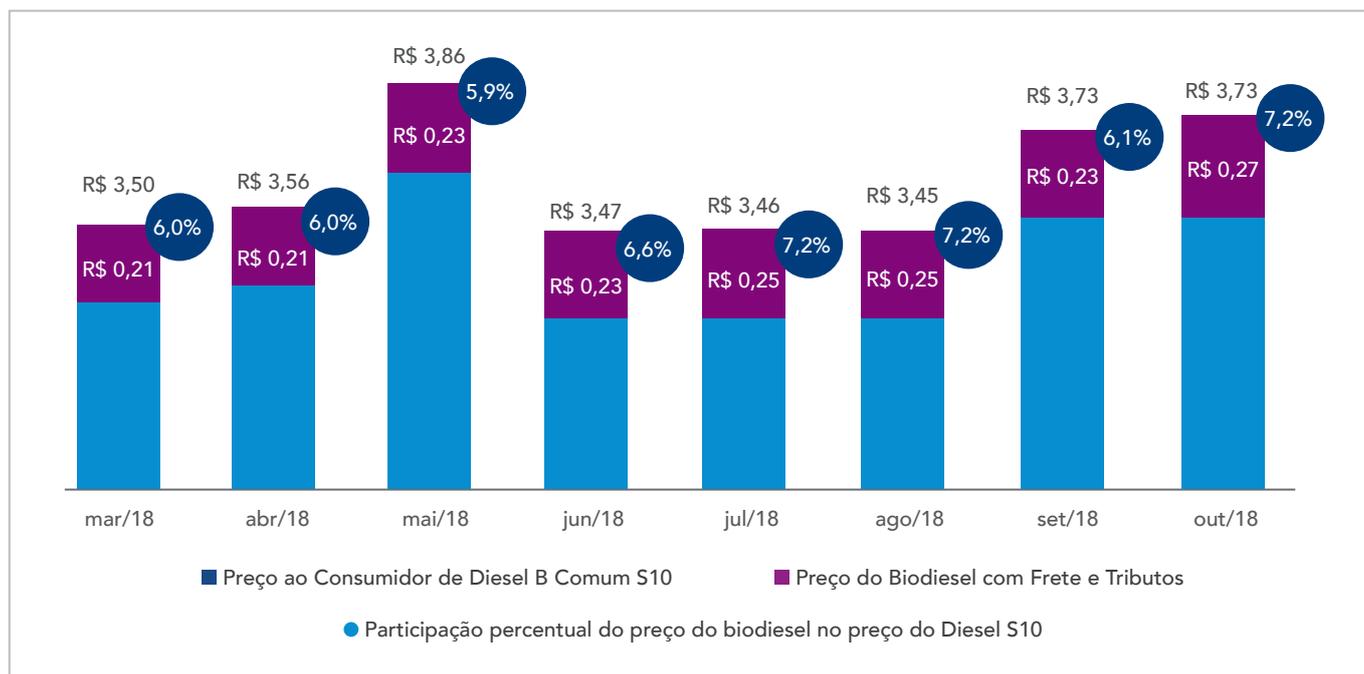
A ANP passou a divulgar, em 2018, a composição dos preços dos combustíveis. A adição de biodiesel ao óleo diesel envolveu um custo de R\$ 0,27 centavos, em outubro/18, valor que representou 7,2% do preço final do diesel ao consumidor.

Gráfico 4.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP, em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.6 – Participação do biodiesel na composição de preços do Diesel B S10¹³



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

¹³ Os dados apresentados referem-se ao Diesel S-10, porém a representatividade do biodiesel no Diesel S-500 é semelhante.

C) CONSUMO

Em outubro/18, foram consumidos 824,1 milhões de litros de etanol anidro, volume 5,5% superior a setembro/18. De acordo com a UNICA, o aumento das vendas de anidro foi resultado do decréscimo do volume de etanol importado no período. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (outubro/17), as vendas de anidro caíram 13,8%, enquanto no acumulado de janeiro a outubro, o consumo de 2018 está 13,5% abaixo de 2017.

As vendas de etanol hidratado atingiram 2,0 bilhões de litros em outubro. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, em conjunto com o aumento da oferta de biocombustível no país, vêm contribuindo para o aumento da competitividade do etanol hidratado em relação ao derivado fóssil, levando ao aumento da preferência do consumidor pelo biocombustível.

O volume consumido de etanol hidratado, em outubro/18 foi 12,9% superior ao do mês anterior (setembro/18) e 47,7% superior a outubro de 2017. No acumulado do ano, as vendas de hidratado, em 2018, estão 42,1% acima de 2017.

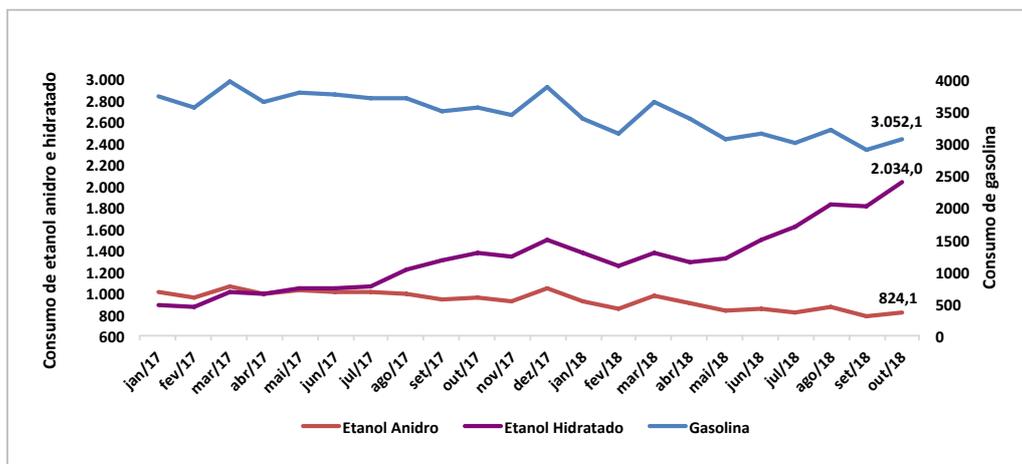
O consumo de biodiesel, em outubro/18, registrou alta de 6,0% na comparação com setembro/18, como consequência do aumento das vendas de óleo diesel. Em relação a outubro/17, o consumo de biodiesel aumentou 28,7%, e, no acumulado do ano, registra alta de 25,0%. Os aumentos de preços do diesel e a greve dos caminhoneiros prejudicaram as vendas do combustível nos últimos meses, mas o aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março deste ano, contribuiu para o crescimento do consumo do biocombustível em 2018, em comparação a 2017.

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

Biocombustível	out-18	acum-18	out-18/set-18	out-18/out-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	824,1	8.607,4	5,5%	-13,8%	-13,5%
Etanol Hidratado	2.034,0	15.355,6	12,9%	47,7%	42,1%
Total Etanol	2.858,1	23.963,0	10,7%	22,5%	15,4%
Biodiesel	506,3	4.486,5	6,0%	28,7%	25,0%

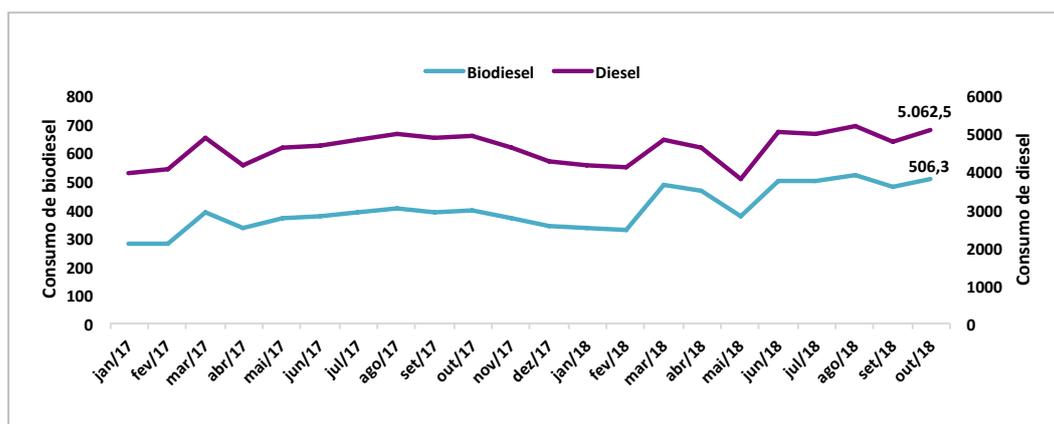
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.8 – Consumo mensal de biodiesel e diesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Após dois meses de queda, as importações de etanol voltaram a crescer, em outubro/18, porém mantendo o nível de transações de agosto/18. O volume de 47,7 milhões de litros adquiridos do exterior, em outubro/18, foi 47,7% inferior ao mesmo mês do ano passado (outubro/17), e, no acumulado de janeiro a outubro, as importações de 2018 estão 13,6% abaixo das de 2017. Além do aumento da oferta de biocombustível nacional na safra deste ano, a taxaço sobre as importações que excedessem 150 milhões de litros

por trimestre, implementada em agosto de 2017, contribuiu para a redução das compras externas.

As exportações brasileiras estão aquecidas desde agosto, favorecidas pelo fator cambial e pelo aumento da competitividade do biocombustível diante de elevações nas cotações do petróleo, de acordo com a Conab. O aumento da produção de etanol também contribuiu para o aumento das exportações. Em outubro/18, o Brasil exportou 279,4 milhões de litros de etanol, volume 57,8% superior ao de setembro/18, e 81,4% acima do mesmo mês do ano passado

(outubro/17). No acumulado do ano, as exportações de 2018 superaram em 18,0% as de 2017.

Em outubro/18, as exportações superaram as importações em 231,7 milhões de litros. Em termos monetários, as receitas superaram as despesas em US\$ 121,4 MM (US\$ FOB).

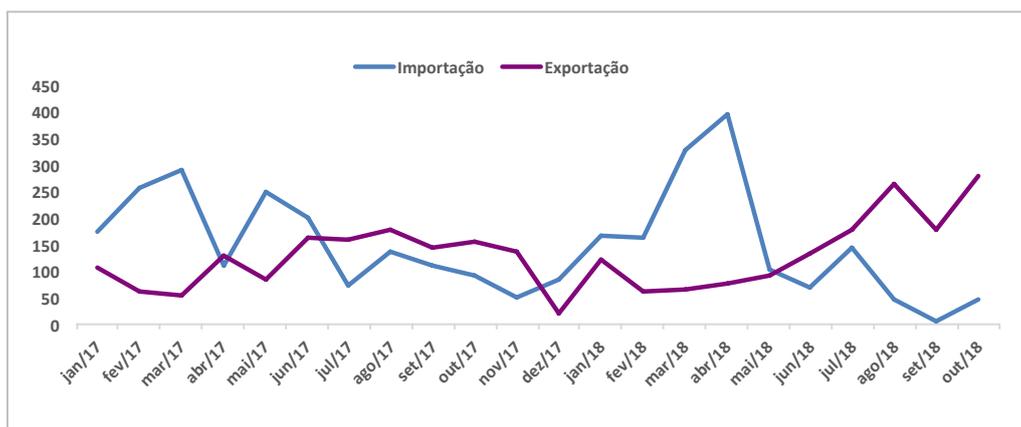
No acumulado de janeiro a outubro de 2018, entraram no país 13,6 milhões de litros a mais do que saíram, mas o aumento das exportações permitiu um superávit de US\$ 153,2 MM (US\$ FOB) na balança comercial do biocombustível neste ano.

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

Etanol	out-18	acum-18	out-18/set-18	out-18/out-17	acum-18/acum-17
Importação	47,7	1.461,4	742,7%	-47,7%	-13,6%
Exportação	279,4	1.447,8	57,8%	81,4%	18,0%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.9 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

Venda direta de etanol

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) abriu, no dia 6 de agosto, uma Tomada Pública de Contribuições (TPC) com o objetivo de coletar sugestões, dados e informações sobre eventual elaboração de ato normativo estabelecendo novas regras para a comercialização de etanol combustível pelas usinas diretamente aos postos revendedores varejistas.

A consulta ficou disponível até o dia 6 de setembro e, após a análise das contribuições, a agência concluiu que não há impedimentos regulatórios para a liberação da venda direta de etanol, contudo menciona ser necessário equacionar a questão tributária relacionada à cobrança de PIS/COFINS e ICMS. Sobre esse ponto, o Ministério da Fazenda se posicionou, defendendo alterações na legislação de forma a permitir a venda direta, propondo concentrar a cobrança dos tributos na produção. As alterações na legislação, no entanto, precisam ser aprovadas pelo Congresso.

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	out-18	out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18	out-17
SE/CO	39.305,27	3,12%	0,72%		38.115,29	39.024,64
S	11.249,06	4,09%	3,34%		10.806,97	10.885,18
NE	11.382,48	4,98%	4,92%		10.842,32	10.848,26
N	5.507,69	0,69%	-3,08%		5.469,91	5.682,84
SIN	67.444,50	3,39%	1,51%		65.234,49	66.440,92

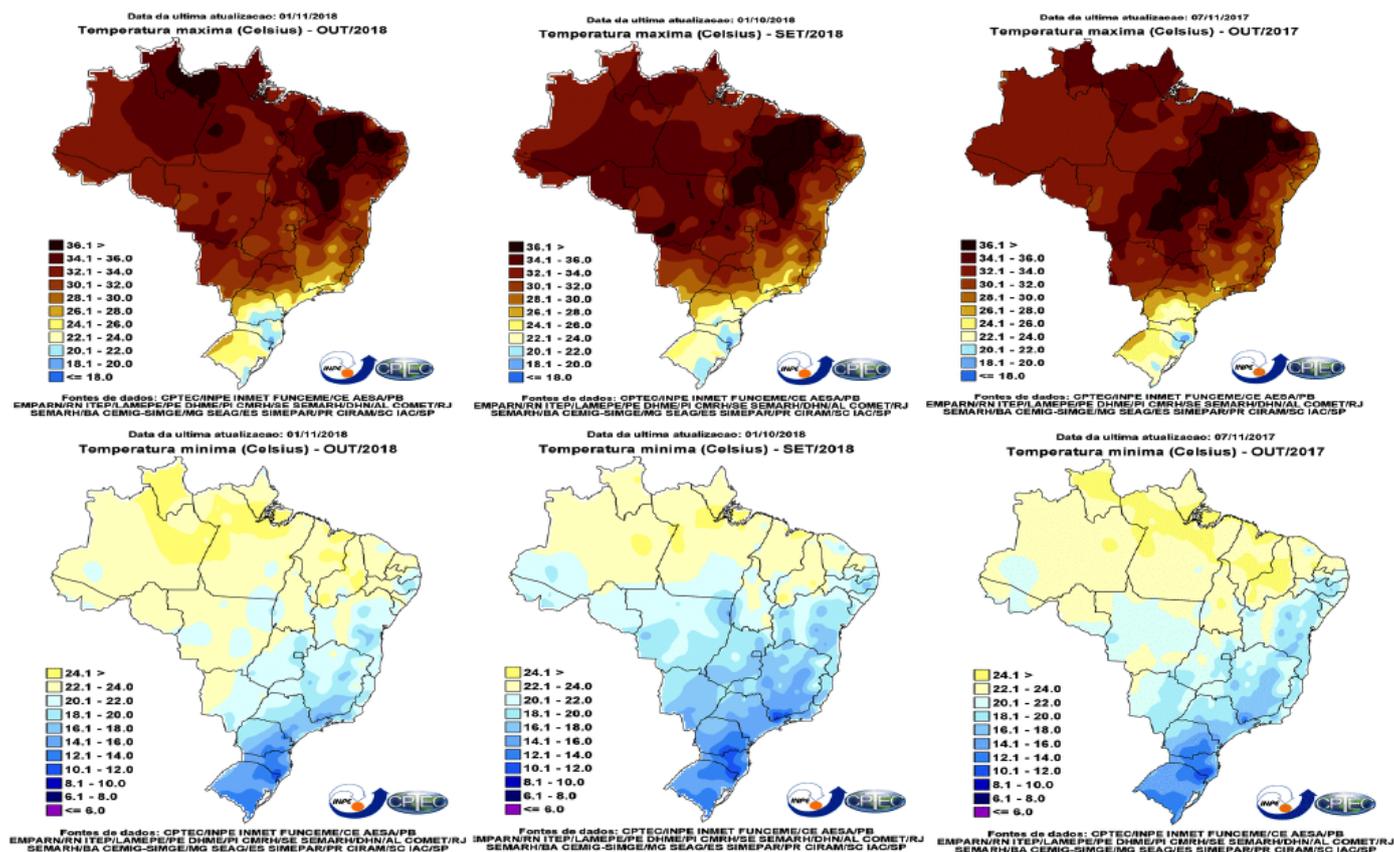
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Na comparação com setembro de 2018, houve um aumento significativo de 3,39% no consumo de energia do SIN. Variações positivas foram observadas em todos os subsistemas, destaque para o Nordeste com a maior taxa +4,98% e o Norte com a menor taxa de crescimento +0,69%. Esse ligeiro aumento

mensal está associado ao maior número de feriados no período, bem como o aumento das temperaturas, vide Figura 5.1. Na comparação anual, o consumo de energia apresentou um ligeiro aumento de 1,51%, direcionado pela retomada econômica e consumo de energia em alguns setores industriais.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para out/18, set/18 e out/17



B) OFERTA

Em outubro a geração total de energia no SIN aumentou em 3,53%, face ao aumento de carga também observado nesse mês. A geração hidráulica constitui a principal fornecedora de energia do sistema e graças ao melhor nível dos reservatórios, as hidrelétricas conseguiram incrementar a geração em +18,39%. Esse aumento compensou a redução

da geração de todas as outras fontes do sistema, como pode ser observado na tabela 5.2

A maior participação das hidrelétricas e consequentemente a redução no uso de térmicas favoreceu a desaceleração do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh) em -32,15%.

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

		out-18	out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18	out-17
SE/CO	Hidráulica	19.475,88	16,25%	9,53%		16.753,25	17.781,04
	Nuclear	1.891,43	-6,00%	18,46%		2.012,14	1.596,71
	Térmica	6.646,67	-23,09%	-29,83%		8.642,50	9.472,37
	Eólica	9,64	30,99%	-29,11%		7,36	13,60
	Solar	116,58	-12,53%	178,71%		133,28	41,83
	Total	28.140,20	2,15%	-2,65%		27.548,53	28.905,55
S	Hidráulica	10.546,76	14,10%	28,62%		9.243,48	8.199,63
	Térmica	1.228,18	-9,46%	-28,54%		1.356,54	1.718,78
	Eólica	715,09	-12,00%	-16,04%		812,61	851,75
	Solar	0,38	11,76%	-26,23%		0,34	0,52
	Total	12.490,41	9,44%	15,97%		11.412,97	10.770,67
NE	Hidráulica	1.965,72	10,70%	27,11%		1.775,71	1.546,50
	Térmica	2.038,25	-25,62%	-43,42%		2.740,46	3.602,38
	Eólica	5.546,44	-17,04%	-2,12%		6.685,49	5.666,51
	Solar	272,76	-1,52%	68,66%		276,97	161,72
	Total	9.823,17	-14,42%	-10,51%		11.478,63	10.977,11
N	Hidráulica	3.935,00	3,55%	40,56%		3.800,00	2.799,43
	Térmica	2.466,81	-20,08%	-15,62%		3.086,43	2.923,45
	Eólica	162,35	-15,78%	-11,89%		192,78	184,26
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	6.564,16	-7,28%	11,12%		7.079,21	5.907,13
Itaipu	10.016,00	38,54%	4,92%		7.229,50	9.546,36	
Total	Hidráulica	45.939,36	18,39%	15,21%		38.801,94	39.872,96
	Nuclear	1.891,43	-6,00%	18,46%		2.012,14	1.596,71
	Térmica	12.379,91	-21,77%	-30,12%		15.825,93	17.716,97
	Eólica	6.433,52	-16,43%	-4,21%		7.698,24	6.716,12
	Solar	389,72	-5,08%	90,98%		410,59	204,07
SIN	67.033,94	3,53%	1,40%		64.748,84	66.106,83	

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um incremento de +1,40% na geração total do sistema. A geração hidráulica apresentou aumento de +15,21% e nuclear com +18,46%. Por outro lado, as gerações térmica e eólica apresentaram uma redução de -30,12% e

-4,21%. Vale a pena destacar o crescimento da geração solar +90,98%, direcionado por novos projetos solares fotovoltaicos. Assim, a diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 41,29% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

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

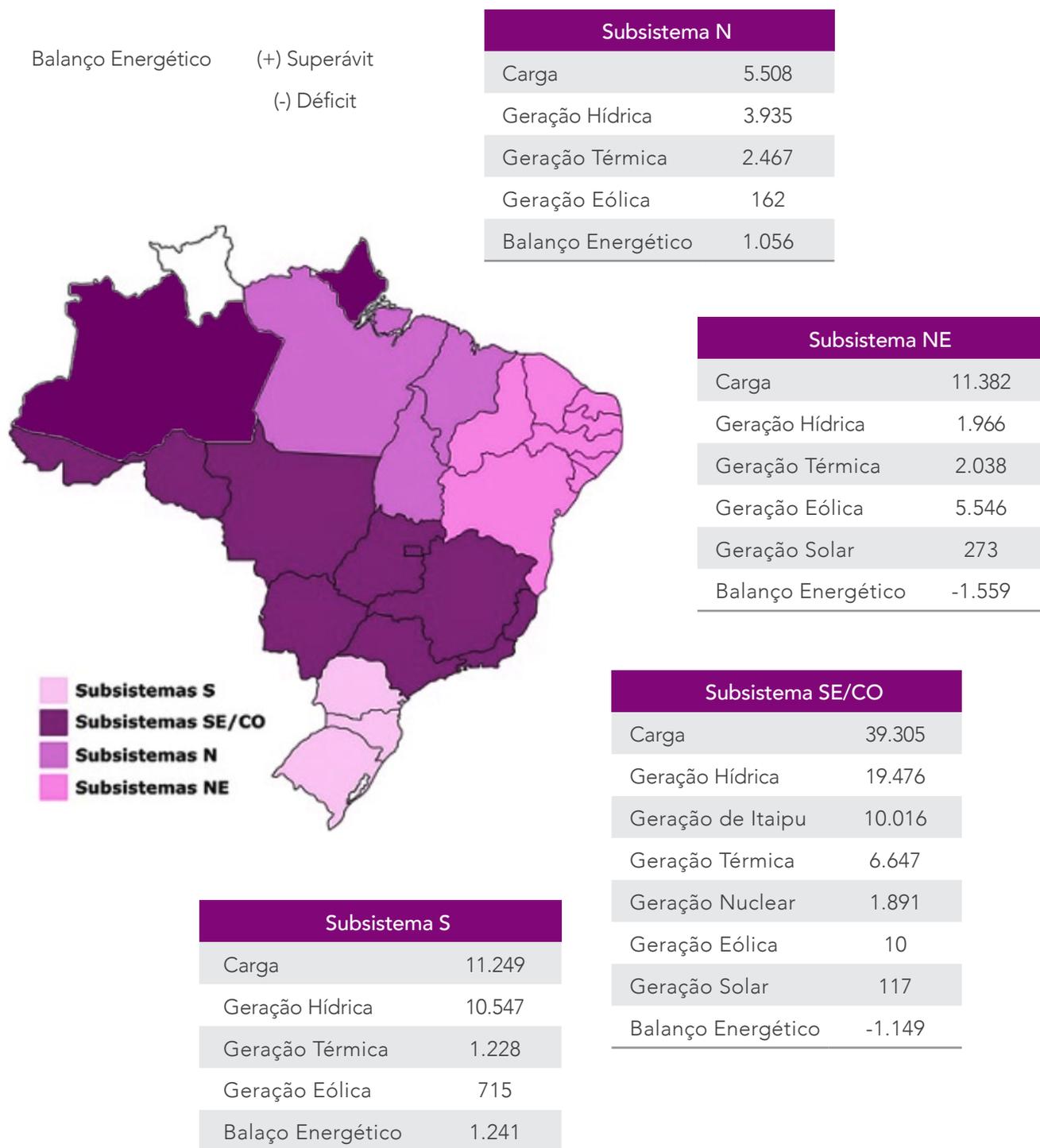
	out-18	out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18	out-17
SIN	0,0802	-32,15%	-41,29%		0,1182	0,1366

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

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 outubro de 2018 os subsistemas SE/CO e NE foram deficitários, precisando receber assim 1.149 MWMed e 1.559 MWMed, respectivamente. A maior parte dessa energia

foi suprida pelo subsistema N e S, superavitários em 1.056 MWMed e 1.241 MWMed, respectivamente. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 410 MWMed, -15,55% a menos em relação ao mês anterior.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	out-18	out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18	out-17
S - SE/CO	1.651,89	51,32%	652,28%		1.091,64	219,58
Internacional - S	410,55	-15,55%	22,89%		486,14	334,09
N - NE	823,02	244,39%	1354,36%		238,98	56,59
N - SE/CO	233,46	-82,96%	39,21%		1.370,34	167,70
SE/CO - NE	736,28	184,12%	497,04%		-875,28	-185,44

* Tendências nos últimos 12 meses

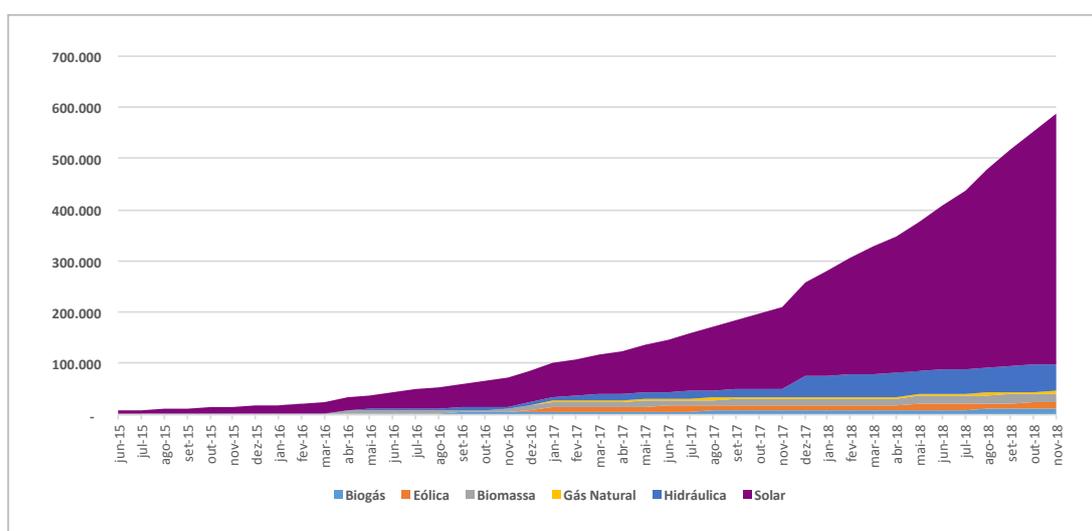
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No mês de novembro, a micro e mini geração distribuída adicionou 32,7 MW de capacidade instalada ao sistema elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). O destaque deste mês foi para geração a partir de biomassa (+7,1%), em seguida solar fotovoltaica (+6,9%), biogás e gás natural, ambas com 1,7%. Assim, a MMGD acumu-

lou 586,6 MW em operação distribuída de energia, sendo 83% via solar fotovoltaica; 9,2% de geração hidráulica; 3,1% a partir de biomassa; 2,3% oriunda de biogás; 1,8% de geração eólica e por fim 0,7% para cogeração qualificada a partir de gás natural. – vide Figura 5.3.

Figura 5.3: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A FGV Energia apresenta a tabela 5.5 com o ranking dos Estados no que diz respeito a evolução da capa-

cidade instalada de MMGD e quais possuem o maior número acumulado de prosumers¹⁴.

Tabela 5.5: Ranking dos Estados por Capacidade Instalada e Número de Conexões de Micro e Minigeração Distribuída.

RANKING 2018	RANKING 2017	UF	nov/18		nov/17	
			kW	Nº	kW	Nº
1º	1º	MG	151.084	20.510	44.831	5.252
2º	2º	RS	82.536	8.021	26.997	2.737
3º	3º	SP	63.321	10.057	23.153	4.191
4º	5º	SC	37.266	4.660	15.886	2.033
5º	7º	PR	36.501	3.308	11.437	1.380
6º	4º	CE	30.969	1.594	22.335	813
7º	6º	RJ	29.540	3.249	14.092	1.569
8º	8º	MT	23.362	1.546	9.498	481
9º	9º	GO	19.242	2.222	7.165	1.119
10º	10º	PE	16.718	1.367	5.299	508
11º	12º	BA	13.855	1.462	4.061	491
12º	15º	MS	12.533	1.939	3.133	433
13º	11º	RN	11.836	921	4.376	321
14º	14º	DF	9.964	731	3.202	318
15º	19º	PB	9.588	945	1.644	235
16º	18º	ES	8.974	1.338	2.408	711
17º	16º	PI	8.098	582	2.857	201
18º	17º	MA	6.192	627	2.617	224
19º	13º	RO	4.915	116	3.886	60
20º	23º	PA	4.366	470	496	105
21º	22º	SE	3.542	390	825	100
22º	21º	AL	3.112	314	1.167	95
23º	20º	TO	2.895	361	1.275	165
24º	25º	AM	697	81	250	27
25º	26º	AC	612	38	114	11
26º	24º	AP	547	45	306	8
27º	27º	RR	245	9	80	4
TOTAL			592.506	66.903	213.389	23.592

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

- Na região Sudeste, Minas Gerais lidera o ranking em 2018 e 2017, como o estado da federação com maior número de conexões de MMGD. Cabe destacar por outro lado, que o estado do Rio de Janeiro perdeu uma colocação no ranking em 2018 e possui grande potencial de crescimento dos seus números;
- Entre os estados brasileiros, estão entre os primeiros do ranking com relevante participação toda a região Sul do país, com a liderança do Rio Grande do Sul, seguido de Santa Catarina e Paraná;
- No período de 2017 até 2018, a MMGD cresce em todos os estados brasileiros.

¹⁴ Prosumer é um termo originado do inglês que provém da junção de producer (produtor) + consumer (consumidor) ou professional (profissional) + consumer (consumidor).

E) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	out-18		out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18		out-17	
SE/CO	25.733,00	109,35%	58,13%	62,27%		16.273,00	82,80%	15.858,00	67,84%
S	16.230,00	119,56%	37,73%	47,94%		11.784,00	97,88%	10.971,00	80,75%
NE	1.351,00	40,70%	10,83%	94,39%		1.219,00	40,10%	695,00	20,80%
N	1.620,00	66,99%	-2,11%	55,02%		1.655,00	72,01%	1.045,00	50,06%
SIN	44.934,00	-	45,27%	57,28%		30.931,00	-	28.569,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

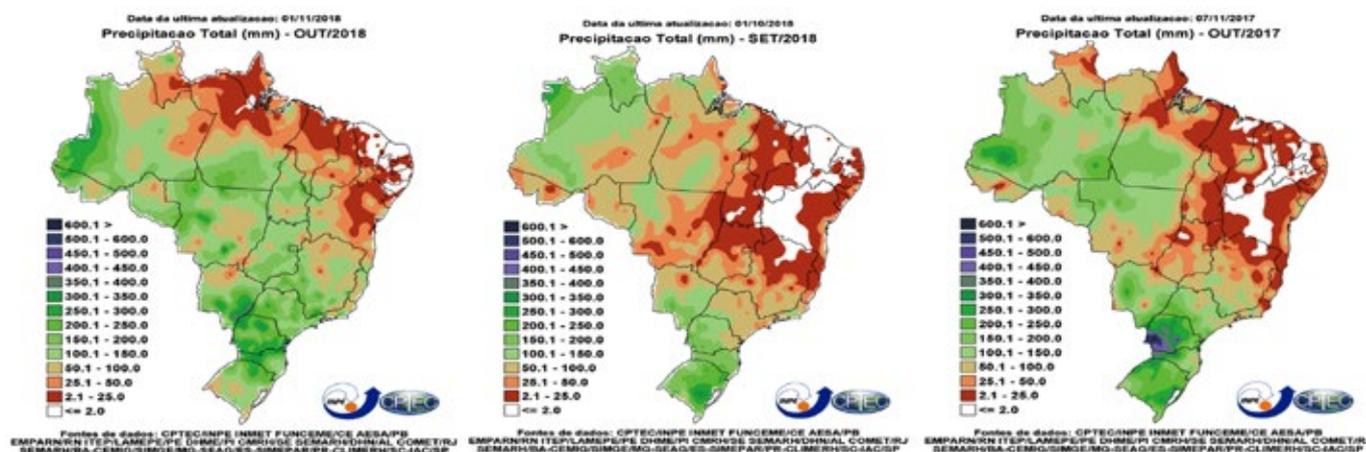
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de setembro de 2018, pode-se perceber uma leve melhora da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica aumentasse 45,27% no SIN. No subsistema S, praticamente todo o território possui precipitação maior que 100.1 mm. Dessa forma, a ENA disponível aumentou em 37,73% entre os meses de outubro e setembro nesse subsistema. O único

que apresentou variação negativa foi o subsistema N.

Ao se observar a relação entre ENA e MLT¹⁵, pode-se perceber que a disponibilidade hídrica no SE/CO e S é ligeiramente acima da média histórica, 109,35% e 119,56% respectivamente. Por outro lado no NE e no N, esse valores estão bem abaixo das médias históricas, como pode ser observado na tabela 5.6.

Figura 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/18, set/18 e out/17.



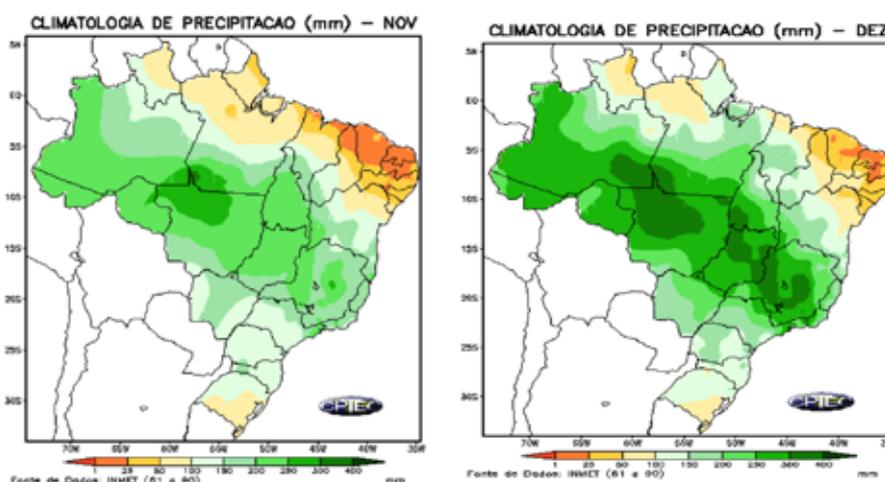
Fonte: CPTEC/INPE

¹⁵ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de outubro de 2018 foi melhor do que a de outubro de 2017, pois houve um aumento de 57,28%. Todas as ENAs tiveram uma variação positiva, com destaque para a do NE, com uma variação de 94,39%.

A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, acompanhando o final do período seco. Dessa maneira, a expectativa é que a disponibilidade hídrica melhore nos próximos meses.

Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para novembro e dezembro



Fonte: CPTEC/INPE

F) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de setembro e outubro, foi registrado uma redução de 5,00% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, fazendo com que o volume de água armazenado seja apenas 25,31% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. O subsistema S foi o único que apresentou acúmulo de EAR, atingindo 74,36% da capacidade do reservatório. Nos outros subsistemas houve uma redução da EAR de

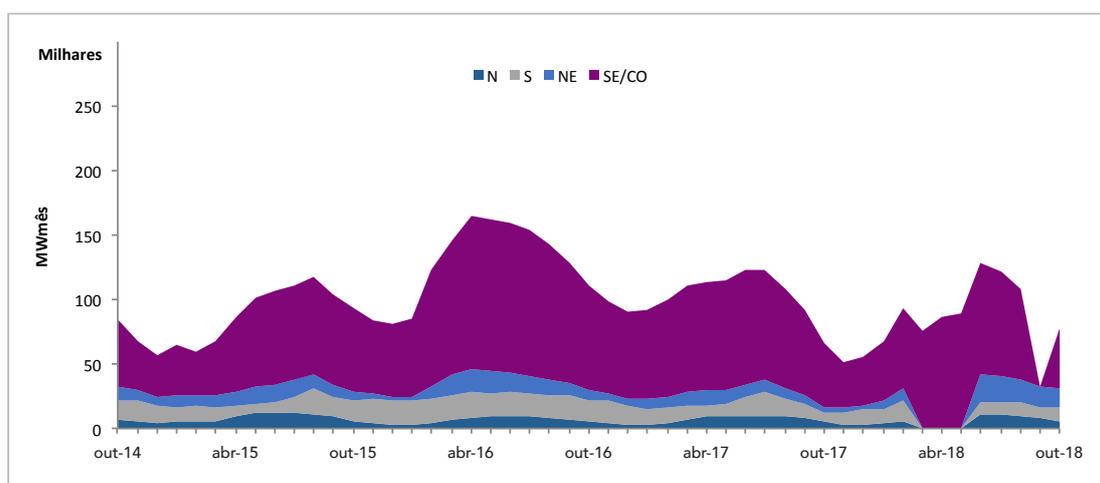
11,72% no SE/CO, 10,31% no NE e 34,49% no N. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se um aumento na EAR de 41,84%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 3.108 MWh para 13.340 MWh, o que representou uma variação de 329,21%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 25,74% da capacidade do reservatório nesse subsistema. No SE/CO, N e no S, também foi possível observar um aumento da EAR.

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	out-18		out-18/set-18	out-18/out-17	Tendências*	set-18		out-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	41.218	20,28%	-11,72%	15,12%		46.692	22,97%	35.804	17,61%
S	14.946	74,36%	53,77%	53,75%		9.720	48,36%	9.721	48,36%
NE	13.340	25,74%	-10,31%	329,21%		14.874	28,70%	3.108	6,00%
N	3.957	26,30%	-34,49%	25,22%		6.040	40,14%	3.160	21,01%
SIN	73.461	25,31%	-5,00%	41,84%		77.326	26,64%	51.793	17,84%

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

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de setembro e outubro de 2018 o CMO médio caiu aproximadamente 40% em todos os subsistemas, chegando a 268,17 R\$/MWh nos

subsistemas SE/CO, S, NE e N, como pode ser observado na Tabela 5.8. Quando comparado com outubro de 2017, a redução observada foi de aproximadamente 66%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R\$/MWh

	out-18	out-18/set-18	out-18/set-17	Tendências*	set-18	out-17
	SE/CO	268,17	-40,36%	-65,86%		449,65
S	268,17	-40,36%	-65,86%		449,65	785,52
NE	268,17	-40,36%	-65,86%		449,65	785,52
N	268,17	-40,43%	-65,86%		450,19	785,52

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.9, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 6 distribuidoras.

No processo de reajuste tarifário, a distribuidora a CERMC, que atende 3 mil unidades consumidoras em São Paulo, teve um reajuste tarifário médio de 10%, sendo 9,38% na baixa tensão e 10,78% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 20 de novembro de 2018.

A DEMD que atende 76.224 mil unidades consumidoras localizadas em Minas Gerais teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de novembro de 2018 em 21,08% em média, sendo 20,09% para os consumidores da baixa tensão, 22,78% para os consumidores da alta tensão.

Atendendo a 1,26 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado do Piauí, a Cepisa teve suas tarifas reajustadas em 12,40% para os consumidores da baixa tensão e em 13,61% para os

consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 12,64% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Cepisa entraram em vigor em 27 de novembro de 2018.

A CEA, que atende a 205 mil unidades consumidoras localizadas em 16 municípios do Amapá, teve reajuste médio de 5,35% na alta tensão e 2,22% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 4,60% nas tarifas a partir de 11 de dezembro de 2018.

Com 641 mil unidades consumidoras, a Ceron teve suas tarifas médias reajustadas em 25,34%, sendo 24,75% o efeito médio na baixa tensão e 27,12% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em de 11 de dezembro de 2018.

A Eletroacre, que atende 263 mil unidades consumidoras localizadas no estado do Acre, teve um reajuste tarifário médio de 21,29%, sendo 19,82% na baixa tensão e 28,04% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 11 de dezembro de 2018.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CERMC	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes	SP	10,00%	20/nov
DMED	DME Distribuição S.A.	MG	21,08%	22/nov
Cepisa	Companhia Energética do Piauí	PI	12,64%	27/nov
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	4,60%	11/dez
Ceron	Centrais Elétricas de Rondônia	RO	25,34%	11/dez
Eletroacre	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	21,29%	11/dez

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

No período de 15 de dezembro de 2018 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.032 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10,

até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2.479,70 MW, sendo aproximadamente 20% em termelétrica, 2% em Biomassa, 15% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 32% em eólica.

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	499,74	796,38	2.100,79	1.334,50	50,00	-	4.781
Biomassa	50,00	100,82	246,87	715,65	-	3.523,70	4.637
Solar	374,80	497,26	30	694,00	494,86	-	2.091
Hidrelétrica	711,11	3.402,54	1.833	32,00	71,22	35,18	6.085
PCH	58,40	96,69	365,79	525,77	230,54	31,05	1.308
Eólica	785,65	1.726,40	222,90	-	487,10	906,93	4.129
Total	2.479,70	6.620,09	4.799,68	3.301,92	1.333,72	4.496,86	23.032

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

O objeto do Leilão de Energia nº 03/2018-ANEEL, denominado A-6 de 2018, foi parcialmente homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 27/11/2018. O certame é destinado à contratação de novos empreendimentos de geração, com início de suprimento para 1º de janeiro de 2024. No leilão a energia foi comercializada por 38 agentes, responsáveis por 62 empreendimentos, sendo: 48 Usinas Eólicas; 6 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs); 4 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs); 2 Usinas Termelétricas a biomassa (bagaço de cana) e 1 Usina Termelétrica a Gás Natural; e 1 Usina Hidrelétrica (UHE).

Na sexta-feira 7/12/2018 a Aneel e a CCEE realizaram os Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 de 2018 para suprir as necessidades de distribuidoras que atendem o consumidor final, totalizando um valor de R\$ 1 bilhão. A negociação foi de 4 MW médios em energia elétrica para fornecimento entre 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2020, e 359 MW médios entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021. O Leilão de Energia Existente A-1 negociou energia ao preço médio de R\$ 142,99/MWh, com deságio de 16% em relação ao preço-teto estabelecido, de R\$ 170,00/MWh. No Leilão de Energia Existente A-2, o preço médio da energia ficou em R\$ 161,35/MWh, com deságio de 0,4% em relação ao preço-teto de R\$ 162,00/MWh.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

Objeto	ANP - 15ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão ofertados setenta blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná, totalizando 94,6 mil km ² de área.	
	Etapa	Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas	29/03/18
	Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	28/09/18
	Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	28/09/18
	Assinatura dos contratos de concessão	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - 4ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Serão ofertados os blocos denominados Três Marias, Dois Irmãos, Uirapurú, Saturno e Itaimbezinho, localizado nas bacias de Campos e Santos, dentro do Polígono do Pré-sal.	
	Etapa	Data
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/06/18
	Prazo final para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 28/09/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 28/09/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 30/11/2018
Objeto	ANP - Oferta Permanente de Áreas	
Descrição	O processo consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Blocos Exploratórios: Neste primeiro momento, foram selecionados 838 blocos de 12 bacias sedimentares brasileiras (as bacias terrestres do Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Sergipe-Alagoas e Tucano; e as bacias marítimas de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Sergipe-Alagoas), totalizando 268.536,575 km ² . Áreas com Acumulações Marginais: Para o primeiro ciclo de Oferta Permanente, serão disponibilizadas 15 áreas com acumulações marginais, nas Bacias Terrestres do Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo. As áreas selecionadas pela ANP ainda dependem de avaliação dos órgãos ambientais competentes.	
	Etapa	Data
	Início das inscrições e manifestação de interesse vinculante	A partir de 02/05/2018
	Início do prazo de apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse	A partir de 20/07/2018
	Apresentação de ofertas	A partir de 01/11/2018
Objeto	ANP - 5ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Serão ofertadas as áreas denominadas Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.	
	Etapa	Data
	Seminário técnico	15/08/18
	Publicação do edital e do modelo do contrato de partilha de produção	10/08/18
	Seminário ambiental e jurídico-fiscal	15/08/18
	Fim do prazo para entrega dos documentos de manifestação de interesse, qualificação e pagamento da taxa de participação	27/08/18
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	13/09/18
	Sessão pública de apresentação das ofertas	28/09/18
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 11/10/2018
	Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de partilha de produção; (2) garantia de oferta adicional prevista na seção 8.4, alínea (x), quando aplicável e (3) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	Até 26/11/2018
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	Até 26/11/2018
	Assinatura dos contratos de partilha de produção	Até 19/12/2018
Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
Descrição	Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
	Etapa	Data
	Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
Descrição	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapa	Data
	Realização da rodada (Previsão)	2020

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Descrição	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de cinco setores (SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7).	
	Etapa	Data	
	Realização da rodada (Previsão)	2021	
Objeto	Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018		
Descrição	Coletar contribuições, dados e informações sobre promoção da concorrência e desverticalização na indústria de gás natural, assim como o aumento da oferta de gás natural ao mercado		
	Etapa	Data	
	Período da Consulta Pública	05/10/2018 a 03/03/2019	
	Modelos de independência	05/10/2018 a 04/12/2018	
	Regras para a formalização do acesso concedido a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL e conciliação e arbitramento	05/10/2018 a 04/12/2018	
	Medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas, a fim de atender ao mercado cativo de gás natural	03/12/2018 a 17/01/2019	
	"Pacto Nacional" entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural	03/12/2018 a 17/01/2019	
	Programa de liberação de gás natural (Gas Release):	17/01/2019 a 03/03/2019	
Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 31/2018		
Descrição	Divulgar minuta de Resolução que estabelece critérios para a realização de análises físico-químicas em amostras contraprova e amostras - testemunha de combustíveis, lubrificantes e graxas pelo Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) da ANP para agentes externos e fixa preço público para os serviços.		
	Etapa	Data	
	Período da Consulta Pública	Até 17/12/2018	
Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 28/2018		
Descrição	Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que regulamenta os procedimentos a serem adotados nos processos de cessão de contratos de E&P, nas alterações de controle societário e na constituição de garantias reais sobre direitos emergentes de contratos de E&P.		
	Etapa	Data	
	Período da Consulta Pública	Até 05/12/2018	
Objeto	Consulta e Audiência Públicas nº 27/2018		
Descrição	Apresentar a proposta de revisão das Resoluções ANP nº 37/2009 e 63/2014, que tratam das especificações e regras de controle da qualidade do querosene de aviação fóssil, alternativo e suas misturas. Ademais, em função da revisão das Resoluções supracitadas, a Audiência Pública objetiva apresentar adequações nas Resoluções ANP nº 17/2006 e 18/2006, que tratam das atividades de distribuição e revenda de combustíveis de aviação.		
	Etapa	Data	
	Período da Consulta Pública	Até 05/12/2018	

Petróleo, Gás Natural & Biocombustíveis

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

Setor Elétrico	Objeto	MME - Consulta Pública nº 62		
	Descrição	Plano Decenal de Expansão de Energia 2027		
		Etapas	Data	
		Período da Consulta Pública	26/10/2018 à 27/11/2018	
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 004/2018		
	Descrição	Contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, à operação e à manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações integrantes da Rede Básica		
		Etapas	Data	
		Realização	20/12/18	
	Objeto	ANEEL - Leilão A-1 e A-2 Existentes/2018		
	Descrição	Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2018, previstos no art. 2º da Portaria MME nº 115, de 28 de março de 2018, denominados: I - Leilão de Energia Existente "A-1", de 2018; e II - Leilão de Energia Existente "A-2", de 2018;		
		Etapas	Data	
		Realização	07/12/18	
	Objeto	ANEEL - Audiência 053/2018		
	Descrição	Obter subsídios para definição da forma de pagamento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico das usinas do PROINFA e exame do recálculo dos ajustes financeiros do PROINFA-PCH-MRE efetuado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para os anos de 2013, 2014 e 2015.		
		Etapas	Data	
		Prazo limite para colaboração	De 21/11/2018 a 10/12/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 052/2018		
	Descrição	Colher subsídios e informações adicionais para definir o orçamento e as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2019.		
		Etapas	Data	
		Prazo limite para colaboração	De 14/11/2018 a 03/12/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 051/2018		
	Descrição	Colher subsídios e informações adicionais para a elaboração do Plano Anual de Aplicação de Recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PAR PROCEL 2018.		
		Etapas	Data	
		Prazo limite para colaboração	De 07/11/2018 a 27/11/2018	
	Objeto	ANEEL - Audiência 048/2018		
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Angra 1 e 2, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019.		
		Etapas	Data	
		Prazo limite para colaboração	De 25/10/2018 a 26/11/2018	
Objeto	ANEEL - Audiência 046/2018			
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento na distribuição de energia elétrica.			
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração	De 04/10/2018 a 03/12/2018		
Objeto	ANEEL - Consulta nº 007/2018			
Descrição	Obter subsídios sobre o conceito de Leilão de Eficiência Energética e o conjunto de metodologias e premissas utilizado na Análise de Impacto Regulatório de projeto piloto a ser realizado em Roraima.			
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração	De 09/11/2018 a 08/12/2018		
Objeto	ANEEL - Consulta nº 016/2018			
Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório sobre a revisão da Resolução Conjunta nº 04/2014, que trata do compartilhamento de infraestrutura com empresas de telecomunicações.			
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração	De 26/09/2018 a 31/10/2018		
Objeto	ANEEL - Consulta nº 018/2018			
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento das regras de ressarcimento de valores dos estudos que compõem os leilões de transmissão de energia elétrica.			
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração	De 31/10/2018 a 31/12/2018		
Objeto	ANEEL - Consulta nº 019/2018			
Descrição	Obter subsídios à minuta de Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 22/2018 intitulado "Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente"			
	Etapas	Data		
	Prazo limite para colaboração	De 21/11/2018 a 05/01/2019		

FGV ENERGIA

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura
Tel.: +55 21 3799 6100
fgv.br/energia