



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

Porque falar sobre energia nuclear no Brasil?

OPINIÃO

Entrevistas com especialistas

As diferentes visões a respeito da energia nuclear no Brasil

Felipe Gonçalves e Tamar Roitman

Debatendo a participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Gláucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

EDITORIAL

Porque falar sobre energia nuclear no Brasil?	04
---	----

OPINIÃO

As diferentes visões a respeito da energia nuclear no Brasil.....	07
Debatendo a participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira.....	31

PETRÓLEO36

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	36
Derivados do Petróleo	42

GÁS NATURAL.....45

Produção e Importação.....	45
Consumo	48
Preços	50
Maiores informações.....	51

BIOCOMBUSTÍVEIS.....53

Produção.....	53
Preços	57
Consumo	59
Importação e Exportação de etanol.....	61

SETOR ELÉTRICO.....63

Demanda	63
Oferta	64
Balanco Energético.....	66
Micro e Minigeração Distribuída.....	67
Disponibilidade.....	70
Estoque.....	72
Custo Marginal de Operação – CMO	73
Tarifas de Energia Elétrica.....	74
Expansão	74
Leilões	74

ANEXO76



EDITORIAL*

Porque falar sobre energia nuclear no Brasil?

O assunto da energia nuclear voltou à pauta em função da sinalização do atual governo sobre a sua intenção em reestruturar o programa nuclear brasileiro, indicando ser prioritária a retomada das obras da usina de Angra 3.

O Decreto nº 9.600, publicado em 5 de dezembro de 2018, momentos finais do último governo, visa consolidar as diretrizes sobre a Política Nuclear Brasileira. Este define entre os objetivos da política: a preservação do domínio da tecnologia nuclear no país; o suporte às decisões futuras do setor energético quanto ao fornecimento de energia limpa e firme; a garantia do uso seguro da tecnologia nuclear; e o fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação da tecnologia nuclear.

Ainda em 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou o aumento da tarifa

de Angra 3, com vistas a viabilizar o término da construção do empreendimento. A revisão do preço de referência, de R\$ 240,00 para R\$ 480,00 por megawatt/hora, suscitou uma série de críticas, baseadas na comparação com o preço da energia ofertada por novos empreendimentos de geração termoelétrica no país.

A **FGV Energia**, diante do seu papel de contribuir para o desenvolvimento da política energética nacional, de forma isenta e com embasamento técnico-científico, traz neste **Boletim de Conjuntura** o debate acerca da participação da energia nuclear na composição da matriz elétrica brasileira. Para embasar essa discussão, a **FGV Energia** apresenta uma série de entrevistas com especialistas no tema. A partir da visão destes, serão apontados os principais direcionamentos regulatórios e econômicos necessários à expansão da energia nuclear no país.

Apesar da percepção de insegurança comumente associada à energia nuclear, esta é a quarta maior fonte geradora de eletricidade do mundo, responsável por 10% da energia elétrica produzida, ficando atrás do carvão (38%), do gás natural (23%), e da hidroeletricidade (16%) (BP, 2018¹). No final de 2017, um total de 448 reatores nucleares estavam em operação em 30 países no mundo, somando uma capacidade instalada de produção de 392 gigawatts de energia elétrica (IAEA, 2018²).

No Brasil, embora a energia nuclear represente 1,3% da capacidade instalada de geração elétrica, esta fonte gerou 2,5% da energia elétrica em 2017 (EPE, 2018). Entre os argumentos que levam os planejadores da política energética a considerarem uma maior participação desta fonte está a questão da segurança energética, buscando a diversificação da matriz elétrica brasileira.

O sistema elétrico brasileiro apresenta um parque gerador predominantemente hídrico e, para garantir o atendimento contínuo da demanda, depende de usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, para que as aflúências do período úmido possam ser armazenadas e utilizadas na geração de energia no período seco.

Nota-se que a evolução da matriz elétrica brasileira deverá manter a tendência de expansão da hidroeletricidade prioritariamente por usinas a fio d'água³ e de entrada crescente de fontes intermitentes, como a solar e a eólica. Nesse contexto, a

política energética de longo prazo ainda deverá se ocupar da análise da diversidade de fontes térmicas disponíveis para garantir a segurança do suprimento, sejam elas biomassa, gás natural, derivados de petróleo, carvão ou nuclear. Assim como as demais fontes térmicas, a nuclear poderia operar na base, permitindo que os reservatórios das hidrelétricas exerçam como principal função a regulação das fontes renováveis intermitentes.

Além da diversificação da matriz elétrica brasileira outros argumentos se apresentam na defesa da fonte nuclear, sendo eles: (i) o fato do país dominar o ciclo do combustível; (ii) possuir uma das maiores reservas de urânio do mundo; além de (iii) ser reconhecido pela Associação Mundial de Operadores Nucleares (WANO) pelo excelente desempenho na operação das usinas existentes. Adicionalmente, há o argumento das perdas decorrentes da decisão de abandonar o acompanhamento da evolução tecnológica de um recurso energético de tal importância.

As controvérsias associadas ao uso da energia nuclear fundamentam-se, principalmente, na percepção do risco de acidentes nas usinas e de manipulação de material radioativo, além dos riscos relacionados ao descarte dos resíduos radioativos. Contudo, as tecnologias hoje existentes são capazes de atenuar grande parte destes riscos e uma das principais vertentes das pesquisas tecnológicas realizadas nessa área tem como foco o aumento da segurança no uso desta fonte.

¹ BP Statistical Review of World Energy 2018.

² International Atomic Energy Agency - IAEA Annual Report 2017

³ Usinas hidrelétricas sem reservatório de regularização.

Sobre o aspecto econômico-financeiro, além da necessidade de grandes montantes de investimentos, os projetos de usinas nucleares apresentam características específicas e perfil de risco que tornam o seu financiamento mais desafiador do que projetos de outras tecnologias de geração de energia. O tempo elevado de construção, por demandar o atendimento criterioso às questões de segurança, também afeta a viabilidade destes empreendimentos.

No quesito ambiental, ainda que não seja uma fonte renovável, a energia nuclear é classificada como uma fonte limpa, pelo baixo nível de emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao seu uso. Estudos recentes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) e da Agência Internacional de Energia (IEA) têm colocado a nuclear como uma tecnologia fundamental na redução de emissões de GEE.

É importante que o Brasil trate a questão da geração nuclear de forma técnica, possibilitando à sociedade o entendimento real dos riscos e benefícios associados à expansão dessa fonte. Esta edição do Boletim de Conjuntura tem por objetivo esclarecer o tema e mostrar que o planejamento energético focado na expansão de fontes renováveis não deve representar a extinção da fonte nuclear na matriz elétrica nacional. Ademais, para desmistificar a renovação do Programa Nuclear Brasileiro e promover a maior participação desta energia, o Brasil ainda deve se ocupar de definir questões sobre confiabilidade tecnológica, aspectos jurídicos, institucionais e econômicos.

A seguir serão apresentadas as opiniões dos especialistas entrevistados durante a elaboração deste Boletim, a partir das quais serão analisados os principais pontos a serem considerados quando se discute o aumento da participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira.

* 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

Entrevistas com especialistas: as diferentes visões a respeito da energia nuclear no Brasil

Durante o período de 10 de janeiro a 10 de fevereiro de 2019, foram ouvidos 14 especialistas em energia nuclear de diferentes instituições, com o objetivo de coletar informações a respeito de diversos assuntos relacionados à utilização da energia nuclear no Brasil, entre eles: os benefícios e desafios associados à ampliação desta fonte para o sistema elétrico nacional; considerações necessárias para a implantação de novas usinas; a competitividade em termos de preço de venda da energia em relação às outras fontes; e as oportunidades e desafios relacionados à exploração de urânio no país.

A FGV Energia agradece a participação dos entrevistados que colaboraram com as suas visões, agregando maior conteúdo à discussão.

ADRIANO PIRES

Diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE)

A ampliação da participação da energia nuclear na matriz elétrica, além de ser um bom negócio, é importante para o país como um todo. Atualmente, a energia nuclear representa cerca de 3% da geração de energia elétrica brasileira, portanto a maior inserção da energia nuclear será favorável à segurança do fornecimento de energia, pois trata-se de uma energia firme e que, portanto, garante provimento contínuo de eletricidade. Além disso, a energia nuclear é uma fonte barata, ou seja, de baixo custo de produção - apesar do elevado custo de investimento, amortizado ao longo do tempo-, contribui para o desenvolvimento sustentável, dado que não gera gases do efeito estufa na geração, e a construção da usina é um evento gerador de empregos.

Adicionalmente, são diversos os benefícios da ampliação da geração por fonte nuclear para o sistema elétrico, sendo o principal o aumento da confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica. O Sistema Elétrico Brasileiro passa por uma evidente transição energética, dada a perda da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidroelétricas e a forte expansão das fontes renováveis intermitentes e sazonais como eólica, biomassa e solar. A redução da capacidade de armazenamento dos principais reservatórios do país vem tornando necessária a manutenção do acionamento térmico, por vezes sem planejamento adequado. Além disso, as novas hidrelétricas, em grande parte a fio d'água, estão sendo construídas cada vez mais distantes dos centros de consumo, exigindo assim a construção de longas linhas de transmissão.

Por isso, o futuro do setor elétrico exige um balanço entre as fontes distantes, sazonais e intermitentes com fontes de geração constantes e próximas aos centros consumidores, garantindo, assim, a segurança no sistema. É nesse contexto que a reinserção das usinas nucleares no planejamento energético do país torna-se oportuna. Esse tipo de geração possui características benéficas ao sistema elétrico nacional, como: a possibilidade de implantação em áreas reduzidas, o elevado fator de capacidade, a grande oferta de energia na base, as grandes reservas de urânio existentes no país, o baixo custo do combustível, o domínio tecnológico do ciclo de enriquecimento do urânio e o reduzido impacto ambiental.

Para a implantação de uma nova usina nuclear, é de extrema importância o adequado planejamento e projeto, englobando custos, prazos e segurança. Merece destaque a questão da segurança, por ser esta uma das maiores preocupações relacionadas à geração por esta fonte. Deve-se ter impecável polí-

tica de segurança, sobretudo relacionada ao armazenamento de resíduos radioativos e à segurança dos reatores, para prevenir acidentes. O projeto deve prever, também, a minimização dos impactos ambientais durante a operação das usinas, dada a geração de efluentes líquidos e gasosos, químicos e radioativos, originários de diferentes atividades, como manutenções, descontaminações, desativação de circuitos e mudanças na potência do reator. Esses efluentes são coletados, estocados e tratados, quando possível, para serem posteriormente descartados no ambiente, obedecendo os limites impostos pela legislação.

A vantagem do uso do urânio como fonte de energia é a sua alta concentração energética. Um quilo de urânio natural ou vinte cinco gramas de urânio enriquecido, que correspondem a vinte toneladas de carvão ou dez toneladas de petróleo, produzem 50.000 kWh (INSTITUTO BRASILEIRO DE MINERAÇÃO, 2012). Uma das vantagens da exploração do urânio no país é a existência de expressiva reserva do mineral no nosso território. O Brasil ocupa a sétima posição no ranking mundial, com 309 mil toneladas do minério distribuídas entre Bahia, Ceará, Paraná e Minas Gerais. No Brasil, a maior utilização do urânio se dá na geração de energia elétrica, com utilização em menor proporção na medicina e agricultura. Para atender as usinas nucleares nacionais (Angra I e II), o país importa urânio, devido ao fechamento da mina de Caetité (BA) e, conseqüentemente, da queda na produção de urânio a partir de 2014. Assim sendo, mesmo com a queda da cotação internacional do urânio desde 2010, a retomada da exploração, produção e enriquecimento de urânio no país geraria economia com a importação (da ordem de centenas de milhares de reais) e garantiria maior segurança no suprimento. Ou seja, o fomento da exploração e produção de urânio no país, desde que viável econo-

micamente, é importante tanto para o atendimento da demanda interna quanto para a exportação.

A ampliação da exploração e produção de urânio no país, contudo, exigirá o fomento à pesquisa e tecnologia. De igual importância é a viabilização de parcerias do setor privado com a Indústrias Nucleares do Brasil (INB), estatal de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e encarregada da prospecção, pesquisa e lavra de jazidas de minérios nucleares. Segundo a *World Nuclear Association*, o Brasil possui cerca de 5% da reserva global de urânio, mesmo sem grandes investimentos em exploração desde a década de 90. No segmento de enriquecimento, os valores acumulados de investimento estão na faixa de R\$ 500 milhões e a previsão é de que esse montante pode ser elevado em R\$ 3 bilhões.

AMARO PEREIRA

Professor do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE-UFRJ)

A energia nuclear não é competitiva no Brasil do ponto de vista da geração de energia elétrica, porém o desenvolvimento de usinas nucleares pode favorecer outras áreas, como a construção de submarinos de propulsão nuclear. A própria decisão para a construção de Angra 3 não se baseou em fatores meramente econômicos, mas na preocupação em perder a capacitação técnica nacional construída ao longo de mais de quatro décadas.

O país atualmente domina a técnica de enriquecimento do urânio, mas não produz o combustível nuclear para as suas usinas por falta de uma demanda em escala suficiente para justificar economicamente

a atividade. A construção de novas usinas nucleares, nesse sentido, poderia dar a escala necessária para esta produção, a qual poderia beneficiar outros setores. Para isso, é necessária a manutenção da capacidade técnica existente no Brasil.

Por outro lado, o Sistema Interligado Nacional – SIN é predominantemente hidráulico, com usinas eólicas e fotovoltaicas em franca expansão. Isso significa que o SIN precisará, cada vez mais, de fontes que complementem essa geração, visto que elas são extremamente dependentes das condições climáticas. Definitivamente, uma usina nuclear não tem estas características, pois ela opera somente na base. No longo prazo, pode ser que o sistema mude de característica e as nucleares passem a ter novamente um papel importante a desempenhar. Por exemplo, hoje há uma grande discussão em torno da necessidade de novas formas de armazenamento de energia. Dentre elas, destaca-se o armazenamento de energia a partir do hidrogênio, que pode ser coproduzido pelas usinas nucleares. Além do armazenamento de energia propriamente dito, o hidrogênio também poderia ser aproveitado para outros usos, principalmente, na produção de células a combustível.

No caso específico da usina Angra 3, o preço da energia gerada não é competitivo. Sua energia foi contratada no formato de Energia de Reserva e tem um valor bem superior ao de outras usinas contratadas na mesma modalidade, tais como, eólicas, fotovoltaicas e a biomassa. Assim, as justificativas para a construção de uma usina nuclear não estão na geração de energia, mas em outros benefícios que ela pode proporcionar.

Uma questão sempre mencionada como favorável à energia nuclear é o fato de ela não emitir gases de efeito estufa durante a operação. Quando compa-

rada a usinas térmicas a carvão mineral, óleo, ou gás natural, esta característica certamente se destaca. Por outro lado, comparada à energia eólica, esta vantagem é reduzida pelo fato de a usina nuclear exigir grandes investimentos em obras civis e em equipamentos que são energo-intensivos, com pegada de carbono bastante elevada.

Vale mencionar, também, os riscos que envolvem a operação de uma usina nuclear. Em sua atividade, são gerados resíduos com baixa, média e alta radioatividade. Aqueles com baixa e média radioatividade não causam grandes preocupações, pois são armazenados em segurança e em pouco tempo podem ser, até, reciclados. Os resíduos com alta radioatividade, por outro lado, geram maiores preocupações. O volume atualmente ainda é pequeno, mas não se definiu um destino adequado para eles. Também há um grande receio sobre as consequências de um possível vazamento desses elementos radioativos, além da dúvida a respeito do país estar preparado para lidar com um desastre de tamanha proporção.

Por fim, cabe mencionar os benefícios que a exploração de urânio pode trazer para a economia brasileira, como geração de emprego e renda, que é similar a qualquer atividade de mineração. Obviamente, há riscos envolvidos, como os vistos recentemente nas cidades de Mariana e Brumadinho.

Apesar de ser possível haver ganhos econômicos em toda a cadeia produtiva da energia nuclear, a justificativa para a construção de novas usinas nucleares não está na geração de energia elétrica. Pelo menos, não no curto prazo. Por outro lado, podem haver outros benefícios, como a construção de submarinos de propulsão nuclear, ou a produção de hidrogênio para armazenamento de energia

e para a produção de células a combustível. Neste caso, há que se ter transparência na formulação da política nuclear e no estabelecimento de prioridades para o país.

AMILCAR GUERREIRO

Diretor da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

De uma forma geral, há um interesse estratégico no desenvolvimento da energia nuclear no Brasil, seja porque se detém uma grande reserva de urânio, seja porque se detém a tecnologia para a produção do elemento combustível. A energia nuclear é de fato uma opção no longo prazo, quando se considera o nível de conhecimento tecnológico de hoje, associado à posse do recurso energético. Tais fatores favorecem a inclusão desta fonte entre as alternativas a serem consideradas para a expansão da oferta de energia no Brasil.

Adicionalmente, o custo do combustível é muito baixo, em comparação a outras fontes, pela quantidade de energia existente no elemento combustível. A conversão em energia elétrica, portanto, sai a um valor bastante competitivo. Como resultado, a disponibilidade de uma usina nuclear faz com que ela esteja sempre em operação na máxima carga, cumprindo um papel semelhante ao das hidrelétricas.

Dentro do sistema elétrico brasileiro, Angra 3 será uma típica usina de elevado custo de capital e baixo custo operacional. As hidrelétricas também têm um custo de capital elevado. O caso de Angra 3 é um caso particular, ao se considerar o que ainda falta investir e, sobretudo, ao se comparar com as despesas para fazer a desmobilização daquilo que já foi feito.

Deve-se considerar, ainda, que hoje a energia eólica aparentemente está muito barata, mas ela precisa estar associada a outras fontes, dado que, se o vento para de uma hora para outra, a produção de energia cai. Já a nuclear tem a vantagem de ser uma energia disponível e confiável, em que é possível ter o absoluto controle da produção.

Nesse sentido, é importante analisar o papel que cada fonte deve desempenhar no sistema. A fonte nuclear, portanto, disputa uma faixa da oferta de base, para as quais concorrem as hidrelétricas (que estão geograficamente distantes), e termelétricas a carvão ou gás. A grande vantagem da nuclear em relação ao gás é o custo do combustível. A desvantagem é ter um custo de capital mais elevado. Outra vantagem em relação a uma usina a carvão é a baixa emissão de gases de efeito estufa. Todos esses aspectos devem ser ponderados para decidir entre as tecnologias disponíveis.

DOREL SOARES RAMOS

Professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA/USP)

A energia nuclear pode ser um bom negócio para o Brasil desde que as novas usinas não sejam planejadas e construídas da forma como foram as usinas de Angra 1, 2 e 3. Angra 3 foi construída em cima de uma falha geológica, além de a obra ter de ser paralisada por falta de recurso. Sob o paradigma de Angra 3, certamente a energia nuclear não é um bom negócio, mas, não obstante, não podemos demonizar esse tipo de fonte. Não é porque as primeiras usinas foram mal planejadas que vamos esquecer as nucleares.

Na França, por exemplo, a energia nuclear é muito bem vista e tem prestado bons serviços ao sistema energético. Além disso, a França exporta energia nuclear para outros países. Portanto, se for feito um planejamento considerando as melhores técnicas e tecnologias, sem forçar outros interesses, e se o resultado indicar atratividade e/ou competitividade da opção nuclear frente às outras opções, então certamente a energia nuclear é um bom negócio, uma vez que pelos princípios de planejamento somente serão selecionadas as opções que sejam boas do ponto de vista da nação como um todo e dos empreendedores, sejam eles o Estado ou uma PPP – Parceria Público Privada.

As fontes nucleares se caracterizam por uma produção estável, se forem feitas dentro da melhor técnica, com tecnologia atualizada. Isso contrasta com as fontes intermitentes, como a eólica e a solar, que estão entrando na matriz. Apesar dessas fontes serem bem-vindas, não podemos ter um sistema só com fontes intermitentes. A energia nuclear entraria no sistema para operar na base de carga junto com algumas térmicas a gás de custo baixo (ciclo combinado), liberando as usinas hidroelétricas para fazerem o *follow up* da curva de carga, ou seja, seguir as variações da curva de carga. Ao liberar a hidroelétrica do despacho de base, ela pode ficar como reserva para atender o sistema. Além disso, as nucleares permitem uma diversificação da matriz energética por fontes ambientalmente limpas – excluindo, claro, a possibilidade de um acidente nuclear, como o de Chernobyl. Tirando esse risco, elas podem mitigar o risco de racionamento que o sistema ainda corre, porque ainda é majoritariamente hidroelétrico. A nuclear mitiga a variabilidade tanto em pontos sazonais, período seco ou úmido dentro do ano, e variações interanuais, como também pode

atuar para minorar o risco de um racionamento se o sistema entrar um período seco prolongado.

No caso de novas usinas nucleares, precisamos possuir a melhor tecnologia e ter critérios muito mais rígidos de segurança, pois com acidente nuclear não se brinca. É preciso levar em conta, durante a implantação, a busca por uma solução com relação ao impacto socioambiental, e escolher o local da construção de forma a não destruir uma localidade turística. A localização é muito importante, especialmente depois da desastrosa escolha no caso de Angra 3, que foi construída em cima de uma falha geológica, o que fez aumentar o custo da usina. Deve-se olhar o custo real para o país, sem viés, mantendo sempre um altíssimo nível de transparência para toda e qualquer decisão. Há que se definir, ainda, com toda a atenção e de forma muito criteriosa, a política de descarte, ou política de armazenamento do combustível utilizado. O lixo nuclear tem que ser armazenado por centenas de anos, até o momento em que não ofereça risco. Entre as opções está a de colocar o lixo no fundo do mar; os ambientalistas detestam, mas outros acham tolerável. Não existe consenso. Mas, uma coisa é certa, deve existir uma política aceita pela sociedade sobre o que fazer com esse lixo nuclear, já que ele vai existir. Essa é uma característica dessa fonte, e talvez seja o maior problema dela. Para definir a melhor política, é preciso pensar em um programa nuclear continuado a partir de novas instalações, e não a partir dessas que já existem.

Se considerarmos o gasto que ainda falta com Angra 3, considerando o que a sociedade já empenhou como um custo afundado, Angra 3 não é competitiva no momento. Existem fontes que podem gerar a um custo menor. Mas essa análise é simplista, pois só considera a geração de energia comparada, por

exemplo, com a solar, que é intermitente. A nuclear não é intermitente. Para a solar ser uma fonte confiável para o sistema, é preciso ter opções de armazenamento, porque só se tem sol durante algumas horas do dia. Portanto, na hora de comparar as fontes, deve-se fazer uma análise bem detalhada e contabilizar outros atributos, como armazenamento e reserva dinâmica, de uma forma isenta. Não dá para afirmar quem seria competitivo ou não. É preciso fazer toda uma análise para saber quando a nuclear será de fato competitiva, sem forçar para outros interesses. Estou me referindo aqui somente ao interesse de gerar energia elétrica, para o Brasil ser uma potência nuclear pacífica, ou seja, só com o objetivo de geração de energia. É claro que isso ainda permite alavancar o desenvolvimento tecnológico e a medicina, por exemplo.

Pensando em fins energéticos, a energia nuclear é uma fonte nacional que substitui combustíveis fósseis. Existem vantagens na exploração de urânio, dentro de políticas sérias, de implementação de um programa de geração nuclear. Isso alavanca a economia, o PIB do país se eleva, pois, é uma indústria de base que produz e gera emprego. Pode ser muito importante e vantajosa para o país a exploração de urânio, dependendo da magnitude do programa. Se for um programa pequeno, o impacto também será. Caso contrário, o impacto pode ser mais significativo.

JOÃO TUPINAMBÁ

Especialista Superior de Estratégia Nuclear das Indústrias Nucleares do Brasil (INB)

A energia nuclear não é somente a geração de energia núcleo-elétrica, é um negócio bem mais abrangente, pois pode alavancar todas as etapas do ciclo do combustível nuclear, que vai da mineração à

fabricação do elemento combustível para os reatores, passando pelo enriquecimento isotópico do urânio. As centrais nucleares por si só, já são investimentos de porte altíssimo nas economias locais e nacionais, e a sua implantação alavanca emprego e renda, além do arraste tecnológico que ela traz.

É importante destacar os variados negócios que podem advir da área nuclear. O Brasil já experimentou um pouco dessa possibilidade, pois já exportou compostos beneficiados de Urânio para a Argentina. Outra possibilidade, que a INB, em conjunto com o IPEN (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares) e o CTMSP (Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo), está buscando avançar é a produção e exportação de urânio metálico, enriquecido isotopicamente a 20%, inicialmente também para a Argentina. Trata-se de um produto de alto valor agregado, utilizado em reatores de pesquisa. O urânio metálico será, muito provavelmente, no futuro, a matéria prima dos combustíveis nucleares dos reatores mais avançados.

Do ponto de vista do setor elétrico, o primeiro fator a ser considerado é o melhor equilíbrio da matriz energética brasileira, de forma que seja capaz de proporcionar maior confiabilidade ao sistema elétrico nacional. Hoje, a fatia do mercado de energia elétrica proveniente da nuclear é bem reduzida, mais ou menos 3%, ou seja, muito abaixo da média mundial, hoje na faixa de 11%. Um outro aspecto a ser considerado é o esgotamento do potencial hídrico, que, juntamente com a mudança nos regimes de água no planeta, fragilizam e/ou limitam a geração elétrica de base, que só poderá ser substituída pela geração térmica. É aí que entra a geração núcleo-elétrica, com uma série de vantagens comparativas em relação à geração térmica oriunda de combustíveis fósseis, sendo um dos mais impor-

tantes a baixa emissão de CO₂, fundamental para o combate ao efeito estufa, além do menor custo marginal de operação (CMO).

O Fator de Capacidade é outro importantíssimo elemento a ser considerado na geração nuclear, pois chega a alcançar até 90%, contra 40% na eólica e 23% na solar. A respeito desse ponto, é fundamental esclarecer que as energias eólica e solar não são antagônicas à nuclear, muito pelo contrário, são complementares a ela, visto que são chamadas de fontes de geração intermitente, enquanto a nuclear é energia de base. Esse *mix* é imprescindível para uma boa e eficiente gestão do sistema elétrico nacional.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), no estudo do Plano Decenal de Expansão 2027 (PDE 2027), aponta a necessidade de complementação de potência de 13.200 MW até 2027 para atender à necessidade de aumento da demanda. O estudo não define quais serão as fontes, mas provavelmente essa energia advirá de fonte térmica. Infelizmente, neste horizonte, só poderemos contar com Angra 3 como fonte núcleo-elétrica. Deve-se ressaltar ainda que a energia núcleo-elétrica é uma energia limpa, de baixíssimo impacto ambiental por não produzir gases de efeito estufa em sua operação. Este é um aspecto importantíssimo quando consideramos a necessidade de ampliação da geração de energia no país ao mesmo tempo em que buscamos a redução das emissões de gases de efeito estufa, bem como o atendimento das metas e objetivos sustentáveis estabelecidos na COP 21. A ampliação da fonte nuclear terá, ainda, como consequência direta, uma significativa diminuição dos custos dessa energia, proveniente da criação de uma economia de escala, que, com certeza, trará uma redução significativa no preço da energia núcleo-elétrica gerada.

Nesse sentido, a implantação de uma nova central nuclear, similar a Angra 3, poderá ser um forte indutor de desenvolvimento regional. Segundo um estudo da FGV, 80% do PIB total gerado pelo empreendimento em nível nacional ficaria na região sudeste, e a geração de emprego, também nessa mesma região, concentraria 60% do total gerado no país. Podemos inferir que processo semelhante possa ocorrer em outras regiões do Brasil.

É importante mencionar que o setor nuclear sempre utiliza tecnologia de ponta em seus processos, vide a complexidade da sua operação. Isso demanda aperfeiçoamento constante dos profissionais, pesquisas avançadas, universidades, centros de pesquisa, bem como estratégias de desenvolvimento social e econômico; ou seja, o setor nuclear não é um simples gerador de empregos, ele é um gerador de empregos altamente qualificados e indutor de planejamento de médio e longo prazo.

Outro importante aspecto a ser levado em conta para uma retomada consistente do Programa Nuclear Brasileiro é a necessidade da modernização do marco regulatório, passando pela flexibilização do monopólio e pela estrutura organizacional do setor, com destaque para a área de licenciamento, inclusive com a implementação de regras mais objetivas, alinhadas às melhores práticas internacionais. Mais especificamente, no que tange à questão do licenciamento ambiental, a sua revisão deve buscar critérios que venham a reduzir também o seu impacto no cronograma de construção de novos empreendimentos, sejam eles de geração ou mineração. Dado que precisamos de investimento privado nessa área, como contrapartida o Estado deve oferecer estabilidade jurídica, bem como previsibilidade aos investidores, a fim de que possam avaliar com razoável segurança os riscos do negócio em que estão aportando recursos.

Em relação ao sistema elétrico brasileiro, vale destacar que ele é formado por energia de base e energia complementar. No Brasil, nossa energia de base é hidráulica. Se a hidráulica, como já mencionado, já esgotou ou está em vias de esgotar o seu potencial, a opção mais indicada para ser adicionada ao parque de geração de energia de base é a energia nuclear, por ser intrinsecamente uma energia deste tipo, visto que, a princípio, não podemos considerar geração por meio de óleo e gás como de base. Nesse contexto, não tem muita lógica, a princípio, comparar o custo da geração hidráulica com a geração nuclear, já que a primeira chegou ao seu limite superior ou perto disso. Ter uma geração de base não é uma questão de escolha, mas uma necessidade de segurança do sistema. Não obstante essas observações, em condições equitativas, os custos nivelados da geração hidráulica está praticamente no mesmo nível da nuclear. Segundo o relatório da Agência Internacional da Energias Renováveis – IRENA, o custo nivelado da geração hidráulica está na faixa de US\$ 50/MWh, mesmo valor da geração nuclear conforme a Associação Nuclear Mundial - WNA.

O mesmo raciocínio podemos fazer quando pensamos em comparar a geração nuclear, que é de base, com a geração intermitente. Esse tipo de comparação seria válido, por exemplo, se a energia intermitente fosse a mais barata e pudéssemos ter toda a nossa energia proveniente de fontes deste tipo, abrindo mão da energia de base, o que não é razoável. Por isso, eu defendo que é fundamental o *mix* da energia nuclear com as fontes alternativas, de modo a manter um nível de segurança adequado do nosso sistema elétrico, com o menor custo possível. Feita essa consideração, vejamos os custos nivelados dessas energias, conforme os dados apresentados pela WNA:

eólica - US\$ 50/MWh; fotovoltaica - US\$ 100/MWh; gás - US\$ 60/MWh; carvão - US\$ 80/MWh; e nuclear - US\$ 50/MWh.

A exploração e a produção de compostos de urânio são um grande *business* no mundo, movimentando recursos da ordem de US\$ 4 bilhões por ano em urânio e US\$ 9 bilhões por ano em combustível. Uma pequena participação do Brasil nesse mercado já nos traria resultados bastante expressivos. Não podemos esquecer que, segundo as pesquisas geológicas oficiais já efetuadas, o Brasil possuiu uma reserva expressiva de Urânio, o que significa que temos um vasto potencial de crescimento nesse negócio, além de conferir tranquilidade e segurança para que o Brasil possa avançar num Programa Nuclear e venha a se tornar um *player* de maior peso no mercado internacional.

Vale observar, ainda, algumas previsões a respeito de um consistente aumento na demanda por urânio nos próximos anos, o que acarretará em uma expressiva redução nos estoques e, por consequência, a um provável aumento do preço deste minério. Entendo que hoje temos uma janela de oportunidade para a produção e comercialização de Urânio e seus componentes, que com certeza não durará para sempre. Devemos ter em mente que projetos de mineração são projetos de longo prazo e alto risco. Se quisermos ter essa matéria-prima em quantidades tais que nos tornem autossuficientes e exportadores de componentes de urânio em 10 anos, por exemplo, temos que acelerar bastante os nossos esforços de implementação de um novo marco legal para a área. Temos que rentabilizar os nossos ativos, a fim de proporcionar desenvolvimento econômico e social para o país.

LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES

Presidente da Eletronuclear

Até 2050, o Brasil precisará praticamente dobrar a sua capacidade instalada para atender o crescimento da demanda e promover a democratização do consumo de energia. As hidrelétricas continuarão sendo predominantes, mas, nas próximas décadas, devem alcançar o limite de seu potencial. As renováveis terão papel significativo nessa expansão, devido à sua competitividade econômica, mas são complementares. Por isso, as termelétricas – biomassa, gás natural e nuclear – serão necessárias.

Quanto ao gás, é preciso fazer algumas considerações. Apesar de o custo de investimento de uma planta nuclear ser mais elevado do que de uma usina a gás, o preço do combustível nuclear é barato e está menos sujeito à volatilidade de preços e às variações cambiais. Sem contar que uma usina nuclear tem vida útil de 60 a 80 anos, enquanto uma planta a gás dura entre 15 e 20 anos. Além disso, as nucleares operam continuamente a quase 100%, o que já não acontece com as usinas a gás. Sem dúvida, o gás natural produzido no pré-sal terá um importante papel a desempenhar, levando-se em conta os volumes efetivamente disponíveis. No entanto, é preciso considerar os seus reais custos, pois há a necessidade de reinjeção e serão necessários investimentos significativos para garantir a sua logística de distribuição.

Adicionalmente, é importante promover a diversificação do sistema elétrico para que o Brasil não seja fortemente dependente de uma única fonte, no caso, as hidrelétricas. É isso que vem acontecendo nos últimos anos. Esse processo se intensificará nas próximas décadas, pois o potencial hídrico viável de aproveitamento do ponto de vista econômico e socioambiental do país paulatinamente se esgotará.

Nesse contexto, a energia nuclear tem vantagens importantes, pois produz energia na base do sistema, operando continuamente no máximo da capacidade e com importante papel na regulação de tensão e frequência da rede. Isso contribui sobremaneira para garantir a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Vale considerar que a escolha do sítio para a instalação de uma central nuclear obedece à legislação vigente e às normas estabelecidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen). Os estudos se baseiam em princípios estabelecidos pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) e pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). O processo de escolha começa por excluir áreas pouco adequadas para receber usinas nucleares, como regiões com altos índices populacionais, com maior impacto ambiental e de significativo valor histórico, cultural e estético. Posteriormente, são analisados os critérios que tornam uma região atrativa para receber esse tipo de instalação, levando em conta questões relativas a saúde e segurança, meio ambiente, fatores socioeconômicos, engenharia e custos relativos.

A Eletronuclear já fez um levantamento em que foram definidas 40 áreas aptas em todo o país para receber usinas nucleares. Agora, a empresa está aguardando o lançamento do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para dar continuidade ao trabalho de prospecção. O documento vai determinar o planejamento energético brasileiro para as próximas décadas e dizer qual será a contribuição da energia nuclear. O PNE 2050 também indicará quais serão as regiões prioritárias do país para receberem novas usinas.

Quanto aos preços, em dezembro do ano passado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

reajustou o preço da energia gerada por Angra 1 e 2 para R\$ 247,47 por megawatt-hora (MWh), válido para 2019. Esse valor é competitivo com as demais térmicas operando na base de carga do sistema. As usinas termelétricas são necessárias para garantir a estabilidade do sistema elétrico, pois reduzem o risco hidrológico das hidrelétricas e compensam a intermitência das energias eólica e solar. O preço de referência da energia de Angra 3, de R\$ 480,00 por MWh, determinado pelo CNPE, é importante para tornar o empreendimento viável do ponto de vista econômico-financeiro e, portanto, atrativo para investidores, na medida em que a Eletronuclear pretende selecionar um parceiro para concluir as obras da usina. Vale frisar que se trata de um preço de referência, que pode ser reduzido dependendo da modelagem do processo de competitivo de seleção desse parceiro a ser adotado.

A medida não trará impacto para a conta do consumidor, visto que a energia gerada por Angra 3 substituirá a de térmicas mais caras que hoje são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). É importante ressaltar que o preço não pode ser o único fator a ser levado em conta na hora de fazer o planejamento do setor. Cada fonte tem um papel específico a cumprir no sistema elétrico, que envolve não só o balanço energético como também o equilíbrio elétrico.

O Brasil conta com a sétima reserva de urânio do mundo, com apenas um terço do território prospectado. Trata-se de um potencial enorme que precisa ser explorado. Somos um dos poucos países que dominam a tecnologia de todas as etapas do ciclo do combustível e temos condições de atuar comercialmente em cada uma delas. A conclusão de Angra 3 permitirá que as Indústrias Nucleares do Brasil (INB) ganhem escala de produção e

se tornem uma companhia mais robusta, abrindo caminhos para a sua participação no mercado internacional do combustível nuclear.

A geração de Angra 3 será suficiente para atender 4,45 milhões de pessoas. Com a entrada da usina em operação, a energia gerada pela central nuclear de Angra será o equivalente a, aproximadamente, 68% do consumo do estado do Rio de Janeiro e 6% do consumo do país. Também é importante frisar que a conclusão de Angra 3 é fundamental porque traz escala à toda a cadeia produtiva do setor nuclear brasileiro, desde a produção de combustível à geração de energia. Isso se torna ainda mais importante quando levamos em conta que o Brasil – que é um país em desenvolvimento e que tem consumo per capita de eletricidade inferior à média mundial – não pode prescindir de nenhuma fonte de energia para sustentar a sua prosperidade no futuro.

LUIS MAURÍCIO AZEVEDO

Presidente da Associação Brasileira das Empresas de Pesquisa Mineral (ABPM)

Entendemos a energia nuclear como uma fonte limpa, que demanda uma pequena área de geração, preservando grandes extensões para agricultura e outras atividades, e nos deixa independentes de clima, além de gerar pouco resíduo se comparado às térmicas.

Adicionalmente, a energia nuclear possui outras vantagens, como mobilidade e barateamento da energia se comparado ao modelo hídrico, que

demandas grandes extensões e leva muito tempo para construir e encher, ou térmico, no qual ficamos presos e dependente de fontes de matéria prima. A descoberta de novos depósitos de urânio e o desenvolvimento dos atuais podem acontecer em um ciclo de 5 anos. O Brasil pode rapidamente apoiar um eventual crescimento econômico no modelo nuclear, o que é impossível com o modelo atual. Em uma hidrelétrica ficamos dependentes da engenharia básica, licenciamento, desafetação, construção e enchimento, o que leva, em média, 20 anos, no país.

O relatório “Mudanças Climáticas e Energia Nuclear 2016”¹ da Agência de Energia Atômica Internacional, afirma que o preço médio da energia produzida por novas usinas nucleares varia entre US\$ 40 e US\$ 100 por MWh. Já o custo para a energia eólica *onshore* fica entre US\$ 40 e US\$ 180 por MWh; enquanto que para a energia eólica *offshore*, o valor fica na faixa entre US\$ 130 e US\$ 270 por MWh. As fontes solar e hidrelétrica têm custos, respectivamente, entre US\$ 100 e US\$ 350 por MWh, e de US\$ 25 a US\$ 250 por MWh. A energia térmica, na faixa de US\$ 50 por MWh, sem dúvida é mais barata, mas é a mais suja e importamos 100%.

Em relação a extração do urânio, como qualquer pesquisa mineral ela vai descobrir não só urânio, mas outros depósitos minerais. Isto é um ganho adicional, mas o mercado de urânio hoje cresce exponencialmente. Temos três usinas, somos a quinta reserva mundial e hoje importamos 100% do nosso consumo, mesmo com todo este potencial. Temos Santa Quitéria², uma jazida de fosfato e urânio presa por licença ambiental em um país que é o maior importador de fertilizantes do mundo, e

¹ <https://www.iaea.org/publications/11090/climate-change-and-nuclear-power-2016>

² <http://www.consorciosantaquiteria.com.br/projeto.php>

importa todo o urânio consumido. Isto sangra as nossas divisas e nos isola em um passado onde o Brasil criou o monopólio, pois o urânio era associado à corrida armamentista e à Guerra Fria. O mundo mudou, Argentina e Austrália produzem urânio, geram empregos, divisas e exportam 100% deste produto. Nós construímos usinas, temos demanda de urânio e importamos, um absurdo.

LUIZ BARROSO

Diretor-Presidente da PSR Consultoria

O Brasil tem muitas alternativas de expansão e não pode prescindir de nenhuma delas, incluindo a nuclear. Dependendo da competitividade econômica da nuclear em relação às outras fontes, ela pode ser um bom negócio para o Brasil. O Governo pode também decidir estimular a indústria nuclear por objetivos que vão além do setor elétrico, o que é inteiramente legítimo. O ponto principal neste caso é a alocação dos custos destas decisões entre consumidor e contribuinte, considerando o cenário de tarifas já bastante elevadas para o consumidor final.

No que diz respeito às necessidades do setor elétrico, se olharmos o horizonte do próprio Plano nacional de Energia 2050 (PNE 2050), o Brasil precisará praticamente dobrar a sua capacidade instalada para atender o crescimento da demanda até lá. As renováveis terão papel significativo e irreversível nesta expansão, por sua competitividade econômica. No entanto, a integração das renováveis requer outra fonte capaz de trazer a flexibilidade operativa, ou “despachabilidade”. Em meus tempos de EPE, na construção do PNE, sempre brinquei que meu pedido para Papai Noel era que esta fonte fosse a hidroelétrica, se possível com reservatório, mas também dizia que

Papai Noel já havia adiantado que essa batalha não seria fácil. E que nem toda hidrelétrica é boa, bonita e barata, por razões socioambientais e econômicas. Nesse caso, temos que ir para a geração térmica, onde a briga ficaria entre a biomassa, as térmicas a gás e a nuclear. Ou seja, no quesito econômico, a competição da nuclear fica sobretudo com o gás natural e diretamente ligada à disponibilidade e ao valor do gás do pré-sal, em última instância. O preço deste gás pode ser mais ou menos barato, dependendo das necessidades de reinjeção. Além disso, dependendo do valor dos atributos de cada fonte, como despachabilidade, emissões, custo de investimento, custos de transmissão e outros, a nuclear pode até ser competitiva, mas é necessário um critério objetivo para esta análise.

A nuclear pertence à classe das fontes de custo fixo elevado e variável muito baixo, sendo por isso acionada por mérito econômico - faça chuva ou faça sol - e assim conhecida como uma fonte de base. Embora com diferentes valores de custos fixos e variáveis, o carvão e o gás, por exemplo, também são fontes com esse perfil. Embora a tecnologia tenha avançado, o acionamento lento e a baixa capacidade de variação de algumas destas fontes, como o carvão e a nuclear, fazem com que as mesmas tenham pouca flexibilidade operativa, isto é, uma vez ligadas, é preciso deixar ligada. Com a penetração das renováveis, os operadores de sistema no mundo têm buscado fontes com maior flexibilidade, ou seja, com a capacidade de ter a sua produção aumentada ou reduzida para compensar a variabilidade de produção das renováveis.

Entretanto, no Brasil, o atributo de gerar na base permite liberar a produção das fontes com maior flexibilidade - a hidroelétrica - justamente para modular a produção na ponta ou cobrir a variabilidade de produção das renováveis, o que é uma combinação interes-

sante. Existe uma composição ótima de fontes na base e flexíveis no sistema, mas é evidente que se a expansão fosse feita apenas com fontes de base, poderíamos ter, no futuro, vertimento de produção hidroeétrica ou mesmo renovável, o que não é desejável.

Por fim, a nuclear é fonte de geração limpa e também poderia estar localizada mais perto do centro de carga, economizando custos de transmissão. Todos estes atributos são quantificáveis e podem formar um indicador objetivo dos benefícios de cada fonte para o setor elétrico. É importante lembrar que o valor destes atributos muda ao longo do tempo, de acordo com a característica da matriz, por isso não se pode projetar o futuro com base apenas no ocorrido no passado.

Existe, ainda, toda uma classe de outros potenciais benefícios, como geração de emprego, domínio tecnológico, exploração de urânio, entre outros, que são legítimos, mas cujos custos não pertencem ao setor elétrico. Este ponto é importante, pois muitas vezes a discussão sobre uma fonte se torna emocional. A verdade é que o consumidor no Brasil tem hoje uma das tarifas mais elevadas no mundo, e repassar ao setor elétrico custos que não são próprios apenas reduz a competitividade econômica do país.

Nesse sentido, existem algumas observações importantes no caso de Angra 3. Inicialmente, é preciso comunicar bem que a sua tarifa publicada é um teto, que ficou elevada pelo custo da dívida ser valorado à TLP, e buscar competição para reduzi-la. Em seguida, é importante alocar corretamente os seus custos. Para esse fim, existem soluções já concebidas

na gestão do ex-ministro Fernando Coelho Filho, e discutidas entre MME, Fazenda e Planejamento, a respeito da utilização de uma parte da renda hidráulica de Itaipu na renovação do seu contrato em 2023 para compensar externalidades associadas a Angra 3, evitando, assim, onerar o consumidor. Essa proposta, no entanto, envolveria uma disputa por este recurso com o Ministério da Economia e existem detalhes a serem analisados.

Em resumo, a discussão sobre novas nucleares depende bastante de qual será o custo de investimento das mesmas, sendo Angra 3 um caso específico. Em minha experiência, em nível mundial, atualmente existem fontes mais baratas do que a nuclear, mesmo quando alocados a estas fontes todos os custos que elas possam vir a adicionar ao sistema, como intermitência de produção no caso das renováveis.

Como mostrado em um estudo recente do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT, 2018)³ sobre o futuro da energia nuclear, muitos países têm justificado a introdução da nuclear, mesmo de forma não econômica, por meio de subsídios explícitos do governo, como resposta às necessidades de descarbonização de suas matrizes elétricas, como é o caso dos Estados Unidos e da China. O caso do Brasil é diferente, pois a nossa matriz elétrica é uma das mais limpas do mundo. O lado positivo dessas iniciativas mundiais é que elas têm criado um forte estímulo à pesquisa e inovação nesta área - como o *Nuclear Innovation: Clean Energy Future* (NICE Future)⁴, cujo resultado pode ser uma maior competitividade econômica para a nuclear, garantindo que o seu lugar na matriz no longo prazo seja mais facilmente alcançado.

³ Disponível em: <http://news.mit.edu/2018/mit-releases-report-future-nuclear-energy-0904>

⁴ Disponível em: <https://www.cleanenergyministerial.org/initiative-clean-energy-ministerial/nuclear-innovation-clean-energy-future-nice-future>

O Brasil é dos pouquíssimos países que tem tecnologia própria de enriquecimento de urânio, além de uma das maiores reservas de urânio do mundo. Um potencial cliente para o nosso combustível é a China, que está construindo muitas usinas nucleares e, mais recentemente, a Índia. Um aspecto importante desta qualificação como exportador é o Brasil sempre ter cumprido rigorosamente o acordo de não proliferação nuclear.

Embora o mercado de combustível nuclear nos últimos anos tenha estado parado por causa de Fukushima e do surgimento das renováveis como geração não emissora, um artigo recente da revista *The Economist*⁵ discute o aquecimento do mercado de combustível nuclear. A exportação de combustível nuclear pode criar uma alternativa à construção de nucleares aqui, com o objetivo de utilizar o enriquecimento para vender urânio ao mercado externo. Existe, então, um exercício interessante a ser feito que é calcular a rentabilidade deste processo de forma isolada, para ver se tem viabilidade. Outra discussão é, depois de verificar que é rentável, quem paga pelos investimentos associados a esse processo, entre consumidor e contribuinte.

Por fim, apenas como ilustração sobre a importância deste debate, o governo publicou um ótimo Decreto (9.642/2018), por iniciativa do MME, para reduzir subsídios nas contas de luz. A partir de janeiro de 2019, serão reduzidos em 20% ao ano, até a sua extinção. Ao longo de 5 anos, a economia para o consumidor será de cerca de R\$ 15 bilhões. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2018)⁶, o investimento direto adicional para

completar a obra é de R\$ 15,5 bilhões. Se alocado na tarifa de energia, anula o benefício aos consumidores do ótimo decreto.

Note que não há obstáculo para a introdução de uma fonte mais cara do que outras no Brasil. É apenas importante explicitar para a sociedade, de forma objetiva, as razões, os custos envolvidos e quem paga, para que haja transparência e clareza nos objetivos e escolhas do país.

MARCELO PRAIS

Assistente da Diretoria de TI, Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

É importante destacar que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) não participa de formulações de políticas públicas, nem das decisões de expansão do sistema. Assim, pode-se afirmar que o ONS recebe uma matriz elétrica e lhe é incumbida a missão de operá-la com mínimo custo e máxima segurança.

Para o Operador, todas as fontes são importantes e suas características não podem ser entendidas como prós e contras, e sim, como peculiaridades que devem ser compensadas. Quanto mais diversificada for a matriz, acolhendo todas as fontes e suas peculiaridades, melhores serão as condições de suprimento em termos de qualidade e continuidade. Da mesma forma que o ONS entende que a expansão não pode ser feita apenas com usinas

⁵ Disponível em: <https://www.economist.com/finance-and-economics/2018/12/08/buying-nuclear-fuel-is-back-in-fashion>

⁶ Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-autoriza-acoes-para-viabilizar-angra-3

a fio d'água - e por isso defende a retomada da construção de hidrelétricas com reservatórios, não necessariamente com grandes reservatórios, como no passado, mas com reservatórios de médio e pequeno porte -, o Operador pensa que não se pode excluir, *a priori*, a fonte nuclear.

A energia nuclear, do ponto de vista da operação, é bastante interessante, por ser capaz de fornecer energia com níveis altíssimos de qualidade e continuidade. Além disso, tem alto fator de capacidade, a sua produção é praticamente constante, a taxa de indisponibilidade é muito baixa, os ciclos de troca de combustíveis são muito bem programados e as paradas forçadas são mínimas. Do ponto de vista de energia firme, a fonte nuclear é muito atrativa. Uma usina nuclear representa praticamente um abatimento da carga, devido à sua geração constante e na base. Além disso, a fonte nuclear não emite CO₂ e possui certa flexibilidade quanto à seleção do local de sua instalação. Especificamente no caso de Angra I e II, a localização é favorável, pois estão no centro de carga da região Sudeste. Se fosse perguntado ao ONS se ele gostaria de 1.300 MW adicionais amanhã no Sudeste com o fator de capacidade de uma nuclear, a resposta seria sim.

Além das usinas nucleares convencionais, os pequenos reatores modulares (SMRs) também precisam ser discutidos em âmbito nacional. Os SMRs são reatores compactos que possuem características bem diferentes das térmicas nucleares convencionais. Como exemplo, pode-se citar a capacidade para atendimento de segmento de carga, o preço relativamente mais baixo quando comparado às nucleares convencionais e a facilidade do ponto de vista de engenharia. Pelo fato de serem compactos e modulares, o ONS entende que estes podem ser bastante interessantes, não só para a expansão

como também para a operação em determinadas regiões e localidades com condições de suprimento específicas. Dessa forma, além das térmicas nucleares convencionais, a inserção desses reatores, que agregam alguns atributos que as convencionais não agregam, merece ser estudada com mais atenção. Esses módulos já vêm sendo empregados em alguns países. Contudo, é importante salientar que eles não excluem as térmicas convencionais. Esses módulos, na verdade, surgem como mais uma possibilidade para compor o portfólio de soluções para lidar com os desafios da matriz. É preciso estudar soluções onde talvez essa categoria seja mais competitiva.

Depois do acidente de Fukushima, houve uma tendência em afirmar que investir em energia nuclear representava um retrocesso. Contudo, na prática, diversos países continuam investigando e investindo em tecnologias nucleares mais seguras. Abrir mão de um recurso que o país dispõe pode não ser a decisão mais prudente a ser tomada. O Brasil possui umas das maiores reservas provadas de urânio do mundo e é também um dos grandes produtores. Não é razoável desconsiderar esse recurso natural disponível no Brasil, assim como não é razoável desconsiderar o vento, a insolação e a água.

Do ponto de vista econômico, deve ser feita uma análise criteriosa do custo-benefício para avaliar se a fonte é competitiva ou não. Se sim, obviamente, esta deve fazer parte da solução da expansão. Um boletim da Agência Internacional de Energia Atômica, em 2016, indica, por exemplo, que as novas nucleares podem ter preços variando entre 40 e 100 dólares por MWh. Ao se observar esses valores e paradigmas mundiais, é possível que a fonte nuclear seja competitiva. Todavia, uma pergunta que precisa ser respondida é se haverá

espaço para a nuclear, do ponto de vista econômico, uma vez que o preço das renováveis está caindo constantemente.

Tendo em vista os aspectos que devem ser considerados ao se implantar uma usina nuclear, a localização geográfica e geotécnica é crucial, ou seja, é importante que se estude qual é o melhor local em termos da rede de distribuição. Outro ponto diz respeito à estrutura de financiamento para que erros do passado não se repitam. É muito importante também que se investigue as melhores opções tecnológicas. Aspectos relacionados a um licenciamento ambiental adequado, justo e real e, obviamente a destinação dos resíduos radioativos, o que se acredita ser uma questão parcialmente resolvida, fecham o conjunto de pontos que devem ser observados minuciosamente.

Em suma, para o Operador, todas as fontes são importantes e agregam valor para o sistema. Quanto mais diversificada for a matriz, melhores serão as condições para o atendimento da carga. Tendo em vista as características operativas das usinas nucleares, não restam dúvidas de que estas agregam valor ao sistema. Alguns aspectos ambientais, de localização e financiamento precisam ser considerados no momento de sua implantação. Além das térmicas nucleares convencionais, uma possibilidade que merece ser debatida diz respeito aos SMRs, que possuem vantagens interessantíssimas quando comparadas com as tradicionais. Por fim, é de conhecimento comum que a equação que resultou no preço da energia de Angra 3 gera descontentamento. Dessa forma, é importante dissociar a polêmica de Angra 3, que na verdade engloba um conjunto de aspectos que ultrapassam a tecnologia propriamente dita, da tecnologia nuclear de uma forma geral.

MAURÍCIO T. TOLMASQUIM

Professor do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE-UFRJ)

Existem vantagens e desvantagens na expansão do uso da energia nuclear no Brasil. Dentre as vantagens podemos destacar: a inexistência de emissões de gases causadores do efeito estufa, as grandes reservas de urânio nacionais e o domínio da tecnologia de seu enriquecimento. Além disto, a tecnologia nuclear tem diversas outras aplicações, a exemplo da medicina, agricultura, indústria, arqueologia e propulsão naval. Esta última aplicação, tem caráter estratégico em função da grande dimensão da costa brasileira.

Contudo, existem também desvantagens, tais como o risco de acidentes nucleares (que apesar de terem baixa probabilidade, podem ter impactos devastadores) e a falta de um depósito geológico para o armazenamento do lixo radioativo a longo prazo. Além disto, até o momento esta fonte energética não se mostrou competitiva frente às demais, mesmo quando comparada apenas com opções de geração firme, como as usinas a gás natural. Os elevados custos da energia nuclear e os longos prazos de construção das usinas no Brasil fazem com que a experiência da geração nuclear não seja considerada como positiva.

Portanto, o grande desafio que se coloca para uma eventual expansão nuclear no país é simultaneamente reduzir drasticamente os seus custos e garantir a segurança de operação. Qualquer plano de retomada da geração nuclear no país deve passar por uma mudança regulatória e institucional que garanta que estes dois objetivos aparentemente contraditórios sejam assegurados. De forma resumida, podemos dizer que cinco aspec-

tos centrais devem ser incluídos no planejamento e construção de novas usinas nucleares: i) reforço dos aspectos relativos a segurança; ii) melhoria dos planos de emergência; iii) criação de um depósito geológico para armazenamento do lixo radioativo; iv) implantação de um modelo regulatório e de gestão que garanta o aumento da competitividade da fonte nuclear; v) criação de uma agência reguladora independente.

NIVALDE DE CASTRO

Professor do Instituto de Economia (UFRJ) e Coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)

Para retomar as perspectivas de crescimento econômico, o país precisa de expansão da oferta de energia que seja estável e barata. Sem dúvida, as energias renováveis garantem ao Brasil papel de destaque internacional e este potencial será estendido por muitos anos em função do crescimento eólico e solar do país.

Por outro lado, a predominância de fontes renováveis gera um desafio ao setor elétrico brasileiro que está sujeito à sazonalidade e intermitências destas fontes. O sistema elétrico exigirá operação rápida e ao mesmo tempo flexível, além de usinas com geração firme e contínua, de modo a garantir suprimento seguro de energia elétrica.

Nesse sentido, a melhor opção no curto prazo são as térmicas de ciclo combinado a gás natural, por conta de seus custos mais baixos, além de aproveitar a grande oferta advinda do pré-sal.

O novo governo federal sinalizou a retomada do Programa Nuclear brasileiro, com o anúncio da continuidade da construção da usina termonuclear de Angra 3, que proporciona possibilidades de desenvolvimento tecnológico dado que o Brasil possui a sexta maior reserva de urânio do mundo, tem domínio próprio de tecnologia de enriquecimento e possui um setor elétrico com demanda crescente.

Com relação aos benefícios sistêmicos de uma ampliação da fonte nuclear para o sistema elétrico nacional, o Brasil segue a matriz elétrica internacional, em que 11% da oferta global de energia elétrica advém de usinas nucleares. Essa participação deverá manter-se nas próximas décadas, já que estão em construção e planejamento mais plantas nucleares atualmente do que nos últimos 50 anos. A energia nuclear poderá oferecer energia firme, com segurança de suprimento (por operar de forma constante durante 11 meses por ano), sustentabilidade (por não emitir CO₂), e estímulo ao desenvolvimento tecnológico do setor elétrico brasileiro.

Entre os pontos a serem considerados no momento da implantação de novas usinas nucleares no Brasil está a avaliação de novas rotas tecnológicas, sendo uma opção interessante acompanhar a tendência mundial de construção de reatores de pequeno e médio porte (100 a 300 MW). O Brasil pode se posicionar na evolução tecnológica desses reatores nucleares, com custos de construção, transporte, manutenção e posterior desmontagem proporcionalmente muito menores que os reatores tradicionais de grande escala (1000 a 1500 MW). No que diz respeito a segurança e risco, esta tecnologia é bem mais confiável dado o seu pequeno dimensionamento, otimizando inclusive o processo de tratamento dos resíduos.

A energia nuclear representa pouco mais de 3% da geração elétrica do país. Para, de fato, alavancar esta fonte como ocorre no mundo e disseminar as novas tecnologias para reatores nucleares de pequeno porte, deve-se abrir a possibilidade de parceria com a iniciativa privada. Assim, será possível a viabilidade do projeto, abrir licitação internacional para finalizar as obras, utilizando os princípios do *Project Finance* aos investidores, fornecendo como garantia o fluxo de caixa da venda de energia produzida em Angra 3.

PAULO FERNANDO FERREIRA FRUTUOSO E MELO

*Coordenador do Programa de Engenharia
Nuclear (PEN/COPPE-UFRJ)*

A energia nuclear tem um papel estratégico no fornecimento de energia elétrica confiável e de base na matriz energética de qualquer nação, não sendo diferente para o Brasil. Além disso, não podemos esquecer as importantíssimas aplicações em diversos campos, como medicina e agricultura. No momento, é muito importante também o desenvolvimento tecnológico relacionado ao projeto do submarino de propulsão nuclear brasileiro, tecnologia totalmente desenvolvida no país. Cabe lembrar a importância desse meio de dissuasão na estratégia nacional de defesa em relação à Amazônia Azul. Outro ponto importante, neste contexto, é a formação de recursos humanos de alto nível para atender a essa demanda.

Atualmente, o Brasil produz energia elétrica majoritariamente por hidroelétricas, cerca de 64% da capacidade instalada. Isso demonstra claramente um problema, visto que toda a carga do sistema

depende basicamente do fornecimento de uma única fonte. Na tentativa de mudar esse cenário, subsídios estão sendo ofertados para as fontes renováveis eólica e solar. Com isso, enfrentamos outro desafio: a intermitência dessas formas de geração. É nesse ponto que a energia nuclear sai na frente, produzindo energia limpa, confiável e de base, garantindo a estabilidade do sistema.

Logo, o principal aspecto a ser considerado é o financeiro. A Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear) tem o conhecimento de onde podem ser implantadas as novas usinas, baseada em estudos estratégicos. Todavia, devido à falta de recursos, acreditamos ser necessária a parceria com empresas estrangeiras para que o tempo e o custo de produção sejam otimizados. Outra saída interessante seria o investimento em reatores modulares (SMR, na sigla em inglês) que são mais seguros, mais baratos e possuem tempo de construção bem mais curto.

Com relação à competitividade no preço de venda dessa energia, essa é uma questão muito interessante e que muitos analisam de forma superficial. Não há como comparar o preço da fonte nuclear com uma fonte eólica ou solar, por exemplo. Além dos incentivos fiscais que estas fontes recebem, elas possuem características diferentes, portanto exercem funções diferentes na matriz energética. Compará-las não faz sentido algum. Agora, quando comparamos a nuclear com uma termoelétrica a gás natural, por exemplo, seríamos capazes de realizar uma análise mais profunda. Por mais que a nuclear possa ser razoavelmente mais cara em alguns casos, deve-se levar em consideração o fato de que a usina térmica a gás natural emite grandes quantidades de carbono na atmosfera, poluindo o ar e podendo causar futuros problemas de saúde na população. Será que a economia de uma usina

térmica a gás, ao invés de uma usina nuclear, compensará os gastos de saúde pública que haverá no futuro? Esse é um questionamento que deve ser levado em conta.

O Brasil é um dos poucos países no mundo que domina todo o ciclo do combustível nuclear, desde a mineração até a fabricação dos combustíveis nucleares que abastecem as usinas. Além disso, possuímos uma das maiores reservas de urânio. A exploração de urânio traz benefícios não só na área energética, mas também tem aplicações em outras áreas da ciência nuclear, como a medicina, por exemplo. No ano passado, tivemos o lançamento da pedra fundamental do Reator Multipropósito Brasileiro (RMB), em Iperó - SP. Num futuro não tão distante, será necessário abastecer esse reator com o combustível nuclear de urânio enriquecido para a produção de radioisótopos, que atualmente são importados. A mina de Caetité, na Bahia, ainda não está autorizada a retomar as atividades e o Brasil vem sentindo na pele o que é depender da importação para fabricar os combustíveis. Explorar urânio, tanto em Caetité, quanto em Santa Quitéria, trará para a nação a autossuficiência no fornecimento de pó de urânio concentrado para o enriquecimento e, posteriormente, fabricação dos combustíveis, fazendo com que não sejamos mais sujeitos à importação desse insumo tão valioso.

RENATO M. COTTA

Assessor da Diretoria Geral de Desenvolvimento Nuclear e Tecnológico da Marinha (DGDNTM/ Marinha do Brasil) e Professor Titular da UFRJ

O desenvolvimento da energia nuclear no Brasil sofreu muitas oscilações ao longo dos anos, desde o início da década de 80, com interrupções e desmo-

bilizações em consequência de crises econômicas e diferentes visões dos governos. Não obstante, associando esforços do Programa Nuclear da Marinha (PNM), do Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo (CTMSP) e de seus colaboradores (Institutos de Pesquisa e Universidades), conseguimos desenvolver tecnologia própria para enriquecimento de urânio e projetos de reatores nucleares para propulsão naval, bem como acumular experiência no licenciamento (CNEN) e operação (Eletronuclear) de reatores de potência. Todo esse conhecimento, que exigiu investimentos significativos em recursos humanos, equipamentos, materiais, e, principalmente, tempo, encontra-se subutilizado com o tímido uso da energia nuclear em nosso país.

Vivemos um momento de transformação na indústria nuclear mundial, com o desenvolvimento simultâneo em diferentes países de diversos projetos de pequenos reatores modulares. Essa nova concepção de reatores de potência introduz a possibilidade de se fazer “clusters” que começam a produzir a partir da primeira unidade pronta, com significativa redução de investimentos e tempo para implantação. Com a experiência obtida no projeto do LABGENE, protótipo em terra do reator de propulsão para o nosso primeiro submarino nuclear, o Brasil tem agora um ponto de partida e a opção de transferir esse conhecimento para a sociedade civil em sentido mais amplo, inaugurando um ciclo de desenvolvimento de pequenos reatores modulares.

Portanto, não se trata simplesmente de avaliar o impacto econômico-financeiro da energia nuclear sob o ponto de vista de um mero comprador e usuário desta alternativa de geração de eletricidade, em um mercado reaquecido no cenário internacional. Temos defendido a revisão da política nuclear brasileira, recém-iniciada, para redesenhar e reforçar a

presença do Brasil como protagonista no desenvolvimento tecnológico da energia nuclear no mundo. Com uma política de Estado estruturada, estável e prioritária, o Brasil passaria a ser um ator relevante no setor, não só desenvolvendo pequenos reatores modulares, como também produzindo integralmente nosso próprio combustível enriquecido, o que já dominamos plenamente. As possibilidades de parceria industrial e comercialização conjunta devem ser exploradas, sempre dentro do paradigma de domínio tecnológico no país, algo que perseguimos até aqui.

A experiência de operação das usinas Angra 1 e 2 já comprovou a importância da energia nuclear na geração de base em nosso sistema elétrico, e há estudos realizados pela Eletronuclear a respeito da construção de usinas de porte similar em outras regiões do país, com a relativa flexibilidade de localização dos empreendimentos, e benefícios igualmente interessantes. Discute-se, também, o emprego de pequenos reatores modulares como fontes despacháveis em patamares e rampas suaves, em particular quando se avalia a meta de “carbono zero” na geração de eletricidade, combinadas a fontes intermitentes, como introduzido pela empresa NuScale, de SMRs, associando-se à geração eólica. Além disso, diversas opções de cogeração com SMRs têm sido estudadas, e mesmo oferecidas comercialmente, como dessalinização, aquecimento distrital, produção de hidrogênio e refrigeração, tornando essa opção tecnológica mais rentável e estratégica para solução de especificidades regionais. Essa modularidade permite o atendimento de uma gama de necessidades e patamares de operação, a partir de um único projeto de reator e seu respectivo licenciamento.

Devem ser analisadas duas ações de curto prazo, que são de certa forma complementares. No caso da implantação de novas centrais, deve-se buscar

parcerias que incluam transferência de tecnologia, aos moldes do que foi realizado no programa de submarinos da Marinha, o PROSUB. Também no curto prazo, deve ser priorizado um programa de desenvolvimento de pequenos reatores modulares PWR de geração III, a partir do LABGENE e sob os novos preceitos de segurança pós-Fukushima, que permitirá queimar etapas no desenvolvimento e realizar testes e experimentos em tempos e custos menores. Como precursor dessa iniciativa, a CNEN, em conjunto com a AMAZUL e a UFRJ, propôs em 2016 o desenvolvimento de um SMR com cogeração de água dessalinizada (projeto DESSAL), baseado em um modelo do LABGENE de 75MW. Da mesma forma, as pesquisas em SMRs de quarta geração devem ser estimuladas, visando o seu desenvolvimento em médio prazo, em sintonia com os desenvolvimentos em curso no mundo.

Deve-se, também, traçar desde já um programa urgente de formação de recursos humanos, como tivemos no início dos anos 80, para a preparação de novas gerações de técnicos em um cenário de retomada do programa nuclear brasileiro. As aposentadorias incentivadas e as migrações de setor corroeram o quadro de técnicos da área nuclear, com reposição reduzida, tendo em vista a desaceleração do programa.

É bem sabido no mercado que o custo de implantação de uma usina nuclear é elevado, em particular em casos extremos, como no Brasil, em que o projeto incluiu atrasos consideráveis, pagamentos de juros e rolagem de dívidas por muitos anos. Entretanto, os novos atores internacionais do setor, focados no projeto de SMRs, têm reduzido custos e prazos de construção consideravelmente, chegando-se a concluir instalações de grande porte em até três anos. Por outro lado, o baixo custo do combustível

nuclear é, em geral, bastante atrativo, ainda mais em um cenário de produção autóctone que se pode antever para o Brasil, tendo em vista as grandes reservas de urânio de que dispomos e o domínio tecnológico do processo de enriquecimento.

O desenvolvimento tecnológico do processo de enriquecimento de urânio, liderado pela Marinha junto ao CTMSP e com apoio de Universidades e Institutos de Pesquisa, em particular ao longo dos anos 80 e 90, ofereceu uma grande oportunidade de agregação de valor à exploração de urânio ao nosso país, novamente timidamente empregada. No contexto do Programa Nuclear da Marinha, foram implantadas no CTMSP as instalações industriais para todas as etapas necessárias à garantia do fornecimento de combustível para o nosso submarino com propulsão nuclear. Entretanto, no setor civil, as obras de expansão da usina de enriquecimento da INB sofreram sucessivos atrasos, e permitem hoje apenas o atendimento parcial do fornecimento de combustível à usina de Angra 1. Com investimentos regulares na expansão das instalações industriais e contínuo aprimoramento tecnológico do processo de enriquecimento, novamente fruto de uma política de Estado bem estruturada, poderíamos chegar não somente à autossuficiência em urânio enriquecido, como ter escala suficiente para internalizar a etapa de produção de hexafluoreto de urânio e, ainda, nos tornarmos um dentre poucos fornecedores internacionais de combustível nuclear, com altíssimo valor agregado. As parcerias também podem ser, outra vez, muito oportunas, desde que não nos levem a um quadro futuro de dependência tecnológica.

Opioneirismo do Almirante Álvaro Alberto, passando pela criação do CNPq, da CNEN e dos primeiros institutos de pesquisa e cursos de pós-graduação da área nuclear, nos conferiu um “DNA Nuclear”

que levou o Brasil a um reconhecimento internacional em diferentes fóruns, incluindo a Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA). São mais de sessenta anos de contribuições científicas e desenvolvimentos tecnológicos que colocaram a energia nuclear no cotidiano da nossa sociedade e o Brasil no cenário científico e tecnológico mundial da área. Essa perseverança nos permite hoje afirmar que a energia nuclear para o Brasil não é uma aposta, mas tão somente uma opção concreta.

ROBERTO SCHAEFFER

Professor do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE-UFRJ) e Representante do Brasil no International Panel of Climate Change (IPCC)

Do ponto de vista técnico, eu diria que a energia nuclear não é um bom negócio para o Brasil, dada a matriz elétrica brasileira, que é muito particular, e dada a participação crescente das renováveis, com destaque para a energia eólica. É muito difícil você coordenar uma fonte variável como a eólica com uma fonte totalmente inflexível, como é o caso da nuclear. O aumento da energia nuclear no Brasil significaria que uma parte razoável da energia elétrica gerada a partir de fontes variáveis como a eólica, por exemplo, teria que ser vertida porque o sistema não teria flexibilidade o suficiente para reduzir a geração nuclear quando a geração de fontes variáveis aumentasse. Tal fato acontece no Reino Unido, onde há uma presença muito forte de nucleares. Isso faz com que uma grande parte da sua geração eólica seja desperdiçada. Quando os ventos aumentam, não se pode gerar mais eletricidade porque a energia nuclear está operando na base, não havendo como reduzir a sua participação.

Então, essa decisão encareceria muito ou desperdiçaria muito recursos variáveis, que no caso do Brasil estão se tornando cada vez mais importantes.

O caso brasileiro é curioso porque a matriz é tão renovável e crescentemente variável, que fontes inflexíveis não casam bem com o caso brasileiro. Diz-se que não se pode ter um país tão dependente de fontes variáveis porque não se tem o controle de recursos como o vento e luz solar. Contudo, isso se aplica a países menores, não ao Brasil, pois este tem um sistema interligado (SIN) como nenhum outro lugar no mundo, além de condições climáticas também muito particulares. O sistema de transmissão no Brasil tem, em certo sentido, esse papel de garantir a oferta de energia elétrica do país. É como se o sistema de transmissão brasileiro fizesse parte da geração de energia. Em outros países esse papel tem que ser cumprido por fontes que operem na base, gerando o tempo todo. Dado o tamanho do SIN, é possível coordenar para que se tenha energia eólica de uma maneira bastante confiável, por exemplo. Isso tem sido demonstrado por um altíssimo fator de capacidade da energia eólica no Brasil, talvez único no mundo.

Em países ou regiões onde não existe um sistema de transmissão sofisticado ou desenvolvido como o brasileiro, é preciso garantir que, localmente, não haja interrupção no sistema de geração elétrica. Nos sistemas como o americano por exemplo, que depende muito da geração local, se faz necessário garantir que haja outras fontes de backup. Sistemas como o americano e, em certo sentido, o europeu, precisam garantir localmente a autossuficiência elétrica ou energética. Esse não é o caso do Brasil, justamente pela complexidade do sistema elétrico brasileiro, ou seja, pelo sistema de transmissão e pela diversidade hidrológica e climática em geral.

Por isso, poucos países do mundo podem depender das hidrelétricas, como o Brasil dependeu até hoje. A complementariedade dos regimes hídricos brasileiros, através do sistema de transmissão que permite gerar mais em uma região em uma época do ano e mais em outra em outra época, faz com que o consumidor não saiba de onde está vindo a energia elétrica que ele consome naquele momento.

Sendo assim, do ponto de vista elétrico ou técnico, a desvantagem da nuclear está justamente na sua inflexibilidade. No geral, ser inflexível não é um problema, porém para o Brasil essa questão irá se traduzir em um problema de custo porque, na verdade, o sistema elétrico acaba ficando superdimensionado, uma vez que o sistema se torna inflexível e, com isso, quando começar a ventar mais, por exemplo, você vai estar descartando a energia eólica que poderia ser usada. Como a nuclear não pode diminuir a sua geração, o SIN não teria como absorver o excesso de energia gerada pelas fontes flexíveis, por exemplo. Portanto, a desvantagem é claramente econômica. Quando se expande uma fonte rígida como a nuclear, coloca-se um sobrepreço ou se desperdiça recurso, na medida em que não é possível aproveitar plenamente o potencial de uma fonte variável, mais barata, disponível. Nesse caso, o ideal é ter fontes flexíveis operando junto com a eólica, como por exemplo térmicas a gás em ciclo aberto e mesmo térmicas a biomassa em certa medida. Térmicas em geral e hidrelétricas, principalmente, têm flexibilidade para reduzir a geração no momento em que a energia eólica aumenta a sua contribuição. Dessa forma, o Brasil deveria investir em fontes flexíveis e não em fontes inflexíveis, como é o caso das usinas nucleares.

O grande senão da geração nuclear é o seu alto custo, que tem se mostrando crescente no tempo.

Não existe outra fonte de geração elétrica tão cara quanto a nuclear. Além da questão do alto custo, há também a questão dos riscos associados a essa fonte. É curioso porque poucas pessoas falam, mas quase se poderia dizer que o custo de uma usina nuclear é praticamente infinito, na medida em que não existe nenhum banco ou seguradora comercial no mundo que aceite fazer seguro de uma usina nuclear. Ora, se quem é do ramo não aceita fazer seguro, isso demonstra que a percepção é de que o risco desse tipo de empreendimento é infinito. Logo, a sociedade é quem banca uma fonte que o sistema econômico não aceita bancar. É uma falácia dizer que a nuclear é barata porque, se fosse barata, bancos e seguradoras veriam uma oportunidade de negócio e aceitariam segurar usinas nucleares. Bancos e seguradoras comerciais entendem que o risco de uma usina nuclear é inaceitável para as suas atividades fim.

De fato, o verdadeiro risco de uma usina nuclear não é quantificado por ninguém. A tarifa que se paga pela energia elétrica gerada por uma usina nuclear não incorpora o risco, tanto que a tarifa paga no Japão pela energia nuclear, ou que se pagou no passado, jamais conseguirá pagar de volta o custo do acidente de Fukushima. A tarifa da nuclear não incorpora o seu risco. Ela paga, se tanto, o custo da sua tecnologia operando em perfeitas condições, e isso quando não há subsídios. Com exceção das hidrelétricas, todas as outras fontes têm apresentado um custo de geração decrescente no tempo. No caso das hidrelétricas, ocorre o contrário por razões óbvias: constrói-se as hidrelétricas mais baratas primeiro e, com o tempo, passa-se para empreendimentos menos interessantes, sendo normal que o custo da nova hidrelétrica seja maior que o da anterior. Todas as outras fontes, no entanto, apresentam um custo da energia decres-

cente com o passar do tempo. No caso da nuclear, que cada vez fica mais cara e mais demorada para se construir, isso acontece porque a legislação ou a regulação tem ficado mais dura e os reatores mais novos são mais seguros do que os anteriores. Ou seja, a tecnologia está se tornando mais complexa e, de fato, está se tornando mais segura, e também mais cara. Contudo, o fato de ela se tornar mais segura não significa que ela seja isenta de riscos.

O preço não incorpora o seguro de um possível acidente. Um acidente nuclear apresenta um custo incalculável, sem levar em consideração a questão do custo para as gerações futuras. Ainda não foi resolvido por nenhum país o que fazer com o rejeito radioativo de usinas nucleares. Não está incluído na tarifa de nenhuma usina nuclear no mundo o que fazer com o rejeito nuclear. Alguns estudos recomendam que seja feito o acompanhamento do rejeito radioativo (combustível gasto de usina nuclear) por até dezenas de milhares de anos. Então, é incalculável o custo de administrar algo por mil, dez mil, cem mil ou duzentos mil anos. Isso não está na tarifa. A tarifa da usina nuclear Angra 3 que está sendo proposta já é absurdamente elevada, injustificável mesmo. Não há fonte de energia tão cara quanto o que está se propondo e, além disso, essa tarifa não considera nenhum seguro contra acidentes nem prevê o que faremos com o rejeito nuclear ao longo dos próximos milênios.

Por isso a maior parte dos países desenvolvidos do mundo não está indo para o nuclear. Pelo contrário, eles estão saindo do nuclear. Não é por acaso que a Alemanha está banindo a nuclear, não é por acaso que os EUA não inauguram nenhuma usina nuclear desde o final do século passado, embora isso tenha começado a ser revisto agora com o governo Trump. O fato é que, mesmo quando se veem a

quantidade de usinas nucleares sendo construídas no mundo, o número é consideravelmente inferior ao de usinas que estão sendo desativadas. Assim, se essas usinas em construção forem terminadas, não irão repor a quantidade que está morrendo mais rapidamente. O total de nucleares no mundo está diminuindo e não aumentando.

Em relação às vantagens das usinas nucleares, uma das principais delas está no baixo consumo de combustível e no baixo custo desse combustível. Quando não havia tamanha preocupação com essa tecnologia, ela era considerada interessante porque se entendia que a usina talvez não fosse cara de ser construída, uma vez que, de fato, os primeiros reatores não foram tão custosos assim, pois não tinham um padrão de segurança muito alto. À época, nos Estados Unidos, chegou-se inclusive a falar que a energia elétrica vinda de usinas nucleares se tornaria tão barata ao longo do tempo, que os medidores de consumo de energia elétrica deixariam de existir, pois esses passariam a ser mais custosos do que a própria energia consumida. E também porque o custo do combustível era também bastante reduzido, como ainda é hoje. Usinas nucleares lembram usinas hidrelétricas nesse sentido: caras de se construir, mas com custos de combustível muito baixos. Diferentemente de uma térmica a gás, por exemplo, onde o custo da planta em si é baixo, mas o combustível é caro.

Contudo, apesar de o Brasil possuir uma das maiores reservas de urânio do mundo, é injustificável usar esse argumento para defender usinas nucleares no país. O que menos interessa na questão da fonte nuclear é o combustível. O combustível é uma não-

questão, já que uma usina consome pouco combustível, e não é porque temos muito combustível nuclear que a gente deve ir para essa fonte. Temos que olhar o custo do kWh produzido por essa tecnologia, e quando vemos o que está se propondo de tarifa para Angra 3, o valor é assustador: duas ou três vezes mais do que qualquer outra alternativa disponível no país. Dessa forma, o custo já mostra que usinas nucleares não são um bom negócio.

Existe uma usina nuclear que está sendo construída agora na Inglaterra, a *Hinkley Point*, cuja tarifa que está sendo proposta é um absurdo completo. A população está escandalizada com como você pode justificar uma alternativa naquele valor se você tem outras alternativas muito mais atraentes economicamente. Novamente, usinas nucleares só pelo custo do combustível não são justificáveis, sem falar na questão do risco que já tratamos aqui. Se existem usinas nucleares interessadas em comprar o urânio brasileiro tudo bem, pois a exploração é uma atividade econômica como qualquer outra. Porém, o valor é tão baixo, tanto pelo custo quanto pelo consumo, que não é pelo urânio que se deve justificar a fonte nuclear no Brasil. Já vi pessoas tentando justificar o desenvolvimento da fonte nuclear no Brasil porque o Brasil tem muito urânio, mas isso não é um argumento razoável. Finalmente, não se pode esquecer que, se no Brasil não conseguimos nem controlar a segurança de barragens com rejeitos de mineração, o que dizer de uma terceira usina nuclear entre Rio e São Paulo, e o lixo radioativo daí resultante por alguns milhares de anos. Há alternativas melhores para o setor elétrico brasileiro, e mesmo a eficiência energética anda meio esquecida no país.

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



OPINIÃO

Debatendo a participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira

Por Felipe Gonçalves e Tamar Roitman*

Após ouvir os diversos especialistas no assunto, é possível expor os desafios de uma possível expansão da fonte nuclear, e quais seriam as principais medidas necessárias para o país caminhar nessa direção. Sabe-se que a expansão de uma matriz não deve ocorrer com base em uma única fonte. Diversificar a matriz energética, acolhendo todas as peculiaridades de cada fonte é fundamental para que o sistema forneça energia com qualidade e confiabilidade para os consumidores. Analisando os atributos da energia nuclear, é possível verificar que ela pode desempenhar um papel importante na matriz, devendo, no entanto, ser competitiva em relação às demais fontes com características semelhantes.

Tradicionalmente, usinas nucleares convencionais possuem alto fator de capacidade¹ e fornecem energia de maneira constante. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME)², o fator de capacidade médio das usinas hidráulicas do Brasil vem caindo nos últimos anos: de 52% em 2013 para 49% em 2014, e 45% em 2015. O fator de capacidade das eólicas, em 2015, foi de 41%, enquanto das usinas nucleares de Angra 1 e 2 ficou em 91% no mesmo ano. Isso significa que, em 2015, as usinas nucleares geraram mais do que o dobro de energia do que uma eólica com capacidade instalada equivalente. No entanto, a capacidade instalada das usinas eólicas cresceu 42%

¹ O Fator de Capacidade é a razão entre a energia de fato produzida por uma usina e sua capacidade nominal de produção.
² Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/09+-+Capacidade+Instalada+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+El%C3%A9trica+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29/ef977c63-24e2-459f-9e5b-dd2c67358633;jsessionid=E771C31AC8C293339D02919A5D95A2C6.srv155z'>

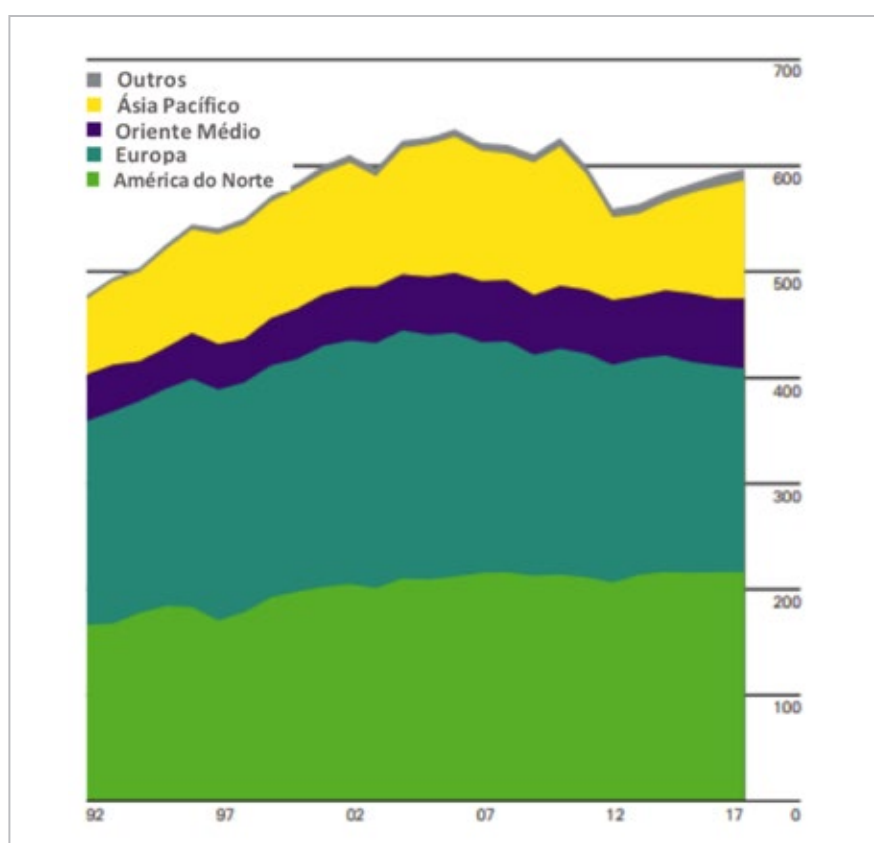
entre 2016 e 2018, enquanto a das hidrelétricas cresceu aproximadamente 8% no mesmo período, e a capacidade de geração nuclear é a mesma desde a década de 80.

Pelo fato de operarem na base do sistema, alguns especialistas apontam que a fonte nuclear não apresenta a flexibilidade adequada para acompanhar a forte expansão das renováveis, que demandam fontes despacháveis e de rápido acionamento. Por outro lado, há os que apontam que as nucleares permitiriam um maior acúmulo de água nos

reservatórios das hidrelétricas para atuarem junto às renováveis.

Após o acidente de Fukushima, em março de 2011, vários países alteraram as suas políticas energéticas, reduzindo a participação da nuclear em suas matrizes, em especial em países da Europa, como mostra a Figura 1. Alguns países, no entanto, vêm aumentando o consumo de energia a partir desta fonte, com destaque para a China. No Japão, o consumo de energia nuclear, em 2018, foi a equivalente a 10% do consumo de 2010, ano anterior ao acidente.

Figura 1: Consumo de energia nuclear por região, em milhões de toneladas de óleo equivalente



Fonte: BP, 2018³

³ BP Statistical Review of World Energy 2018

Em 2016, a FGV Energia publicou o **Caderno FGV Energia - Energia Nuclear**⁴, no qual foram analisados os principais desafios e oportunidades da participação da energia nuclear na composição da matriz elétrica brasileira. O documento avaliou que questões de ordem tecnológica, jurídica, institucional e econômica, deveriam ser desmistificadas e apresentadas à sociedade, mas dependiam de uma estratégia, um direcionamento por parte dos tomadores de decisão responsáveis pela política energética de longo prazo.

No estudo, foram identificados os pontos de divergência que, de alguma forma, têm bloqueado a renovação do Programa Nuclear Brasileiro, dos quais quatro deles foram considerados prioritários:

- Criação de um ambiente jurídico regulatório estável, que viabilize a participação da iniciativa privada;
- A redefinição da estrutura institucional, com a efetiva segregação das atividades de desenvolvimento tecnológico, fomento, regulação e fiscalização;
- A mudança do paradigma de planejamento energético de longo prazo no Brasil, com a inclusão de aspectos de sustentabilidade ambiental e econômica; e
- Criação de diretrizes para a entrada de tecnologias da Geração III+ no Brasil.

De 2016 até hoje, pouco foi feito no sentido de dissolver os gargalos para a viabilização do uso dessa fonte energética, e as controvérsias e desinformações permanecem na sociedade. A partir da sinalização do atual governo em reestruturar o programa nuclear brasileiro, é preciso retomar a discussão e endereçar os pontos identificados pelo estudo e, também,

aqueles apontados pelos especialistas entrevistados para este Boletim.

A participação da iniciativa privada nesse setor exige mudanças regulatórias, dado que a Constituição Federal classifica a fonte nuclear como atividade submetida ao monopólio da União. A mitigação de riscos regulatórios, necessária à abertura deste mercado, demandaria, portanto, a aprovação de uma emenda constitucional. Sob outra perspectiva, alguns agentes desse setor apontam que seria possível chegar a uma solução alternativa, na qual um investidor privado poderia realizar a construção, sendo remunerado por isso, enquanto a Eletronuclear ficaria responsável pela operação e manutenção da usina. Segundo especialistas, a participação privada contribuiria para reduzir os atrasos nas obras, uma vez que as estatais precisam cumprir as exigências da Lei 8.666/2013, que tornam o processo mais lento, aumentando os custos financeiros e os riscos do empreendimento.

A competitividade de custos da nuclear em relação às diversas fontes energéticas disponíveis no país talvez seja o principal desafio à maior penetração desta fonte, e ela demanda ações tanto no sentido da busca por soluções tecnológicas mais baratas quanto da definição da política energética do país.

Em relação às tecnologias, existem soluções de menor custo de investimento, como os reatores da Geração III+, a mais avançada disponível no mercado, os quais possuem uma estrutura de construção modular, que reduz o custo e tempo de construção.

A comparação da competitividade, em termos econômicos, entre as fontes energéticas disponíveis

⁴ Disponível em: <http://bit.ly/CadernoEnergiaNuclear>

pode ser feita com base no custo nivelado de eletricidade (ou LCOE, na sigla em inglês)⁵. De acordo com a EIA (2018)⁶, o LCOE dos novos empreendimentos, em 2017, variou entre US\$ 89,70 e US\$ 97,50 no caso da nuclear, US\$ 74,00 e US\$ 111,20 no caso da usina a biomassa, e entre US\$ 44,50 e US\$ 76,80 no caso das plantas de ciclo combinado operando com gás natural, todas essas fontes despacháveis. Em relação às não despacháveis, os valores variaram entre US\$ 49,60 e US\$ 73,90 no caso da hidrelétrica, US\$ 40,70 e US\$ 77,30 no caso da eólica *onshore*, US\$ 42,30 e US\$ 113,90 no caso da solar fotovoltaica. É importante mencionar que, para uma comparação mais efetiva, é preciso avaliar as políticas de incentivo que reduzem os custos de certas fontes, além da necessidade de adaptação dos custos para as condições brasileiras.

No que se refere à política energética, a opção pela construção de novas usinas deve fazer parte dos estudos que subsidiam o planejamento energético do país, sendo imprescindível avaliar não apenas as questões econômicas, mas todos os atributos desejáveis na composição de uma matriz elétrica equilibrada, confiável e barata.

Existem ainda, outros benefícios associados ao desenvolvimento da tecnologia nuclear. O país possui uma das maiores reservas de urânio do mundo e sua exploração, assim como em qualquer

atividade de mineração, geraria empregos e renda. Ademais, o Brasil é um dos poucos que domina todas as etapas do ciclo do combustível.

Estimular esse setor possibilitaria a participação no mercado internacional, não só de tecnologias aplicadas à geração de energia, como também as aplicadas à medicina diagnóstica e à defesa nacional. Deste modo, o Brasil tem a oportunidade de se tornar um importante player num setor altamente capacitado, com a exportação produtos de alto valor agregado. O Brasil tem um diferenciado portfólio de oportunidades para diversificar o atendimento da demanda por energia elétrica, considerando o aumento de consumo previsto para as próximas décadas. Seu potencial para expansão das fontes renováveis é expressivo, e não se pode deixar de reconhecer a prioridade da aplicação do Gás Natural como combustível de transição para uma matriz de baixas emissões.

Apesar de a energia nuclear ser um tema controverso e de discussões acaloradas, é preciso que seja estudado de forma racional e responsável o percentual mínimo de participação desta fonte na composição da matriz, estabelecendo padrões tecnológicos para redução dos custos de implantação e mitigação de riscos, sem abrir mão das oportunidades energéticas e socioeconômicas pertinentes a essa fonte.

⁵ O custo nivelado de eletricidade (LCOE, na sigla em inglês) dá um valor mais próximo ao custo real por kWh da construção e da operação da usina ao longo de todo o seu ciclo de vida, representando a receita média requerida, por unidade de energia gerada, para que os investimentos em construção, operação, manutenção e custos de capital sejam recuperados (FGV Energia, 2016 – disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/pdf_fgv-energia_web.pdf)

⁶ Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation.php



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



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

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

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

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

Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial

O mês de dezembro de 2018 apresentou produção diária de 2,69 MMbbl/d, superior aos 2,57 MMbbl/d produzidos em novembro (Tabela 2.1). O aumento na produção se deve à entrada em produção do FPSO P-75 no campo de Búzios (pré-sal), à interligação de poços no FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, localizado em Tartaruga Verde (pós-sal), e ao fim dos serviços de manutenção no FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá (pré-sal), e na plataforma P-18 do campo de Marlim (pós-sal).

Segundo dados da ANP, em dezembro de 2018, 96% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,7% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.359 poços, sendo 711 marítimos e 6.648 terrestres (*onshore*), e os campos operados pela Petrobras produziram 93,4% do total de óleo e gás natural.

Apesar do crescimento registrado na comparação mensal, a produção total de 2018 foi 1,3% inferior à de 2017. Embora a diferença não pareça tão significativa, ela representa um marco negativo para o país, sendo a 1ª queda em cinco anos na produção total acumulada de petróleo.

O declínio da produção da bacia de Campos e da produção *onshore* do país foram responsáveis pela retração observada. Entretanto, cabe destacar a produção do horizonte geológico do pré-sal, principalmente na bacia de Santos. A entrada em operação de quatro sistemas no ano, aliada ao *ramp-up* cada vez mais acelerado dos campos produtores do pré-sal, elevaram a participação do mesmo no total do país a 55,4% em dezembro de 2018, ante 51,9% em janeiro do mesmo ano.

Ainda sobre o pré-sal, a sua produção, em dezembro de 2018, foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,5 MMbbl/d de óleo e 61,5 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,89 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Apesar da redução

do número de poços produtores no pré-sal no mês, a sua produção aumentou, indicando melhor produtividade dos poços. Nesse quesito, o campo de Lula é um ótimo exemplo: sua maior instalação produtora, o FPSO Cidade de Maricá, é capaz de atingir o máximo de sua capacidade produtora por meio de apenas cinco poços, com média de 30 Mbbl/dia por poço. A unidade, junto ao FPSO Cidade de Saquarema (também produzindo no campo de Lula), teve a maior produção média de petróleo do país em 2018. Entre as 5 maiores unidades produtoras de petróleo no país, 3 produzem neste campo.

Em relação ao campo de Lula, em fevereiro de 2019 a Petrobras iniciou a produção da 9ª unidade produtora, a P-67. O sistema conclui o plano de desenvolvimento programado pela Petrobras e suas parceiras para o campo de Lula, e deverá levá-lo à marca de 1 MMbbl/dia, menos de 10 anos após sua declaração de comercialidade.

Com relação às rodadas de licitação de áreas, o governo iniciou uma sequência de discussões com as principais operadoras do país a fim de esclarecer as regras do eventual leilão do excedente da cessão onerosa. O certame será realizado sob regime de partilha e deve ofertar quatro áreas atualmente exclusivas da cessão onerosa: Búzios, Sépia, Itapu e Atapu. No entanto, como hoje as áreas estão cedidas integralmente à Petrobras, a unitização dos contratos será essencial para conferir segurança jurídica ao processo. Outros encaminhamentos, como a negociação da data do leilão (previsto para o segundo semestre de 2019) e a renegociação do acordo entre governo federal e Petrobras a respeito das áreas da cessão onerosa, já parecem ter encaminhamento definido. Entretanto, governos estaduais seguem tentando garantir uma parte dos lucros originados pelo leilão. À parte de toda essa discussão, a ANP segue o seu planejamento para a realização de duas rodadas no segundo semestre de 2019, a 6ª rodada de partilha e a 16ª de concessão (ANP, 2018)¹.

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

Agregado	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
Produção	2.691.014,1	8,3%	944.110.335,6	-1,3%
Consumo Interno	1.618.587,9	1,1%	606.303.686,5	-0,7%
Importação	196.573,8	168,6%	67.952.046,9	24,7%
Exportação	1.066.995,0	3,4%	410.009.540,3	12,7%

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

¹ Para maiores detalhes, vide: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,4% da produção. Apesar de os números reportarem domínio absoluto da Petrobras, a reposição de reservas da empresa caiu pelo quarto ano consecutivo, com uma nova queda de 3,7%, em 2018, vis-à-vis 2017. A baixa no volume de óleo produzido no ano, os desinvestimentos promovidos e a desvalorização dos preços de referência de petróleo contribuíram para o resultado negativo. Por outro lado, em reportagem do Valor Econômico (2018)², o geólogo Pedro Zalán, da ZAG Consultoria, afirma que a relação reserva/produção que a Petrobras tem mantido (acima dos 13 anos) é positiva e que a empresa possui algumas áreas, no curto e médio prazo, que serão declaradas comerciais, como Sagitário e as descobertas em águas profundas de Sergipe-Alagoas. Em um horizonte de tempo mais longo, existem as áreas arrematadas nos últimos leilões do pré-sal, como Uirapuru e Peroba, cuja expectativa do mercado é de se tratar de mais um campo gigante em território nacional.

A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,4% (no mês anterior, foi de 2,3%). O poço 7-PRG-64HP-RJS, localizado no campo de Peregrino, foi responsável pela diferença registrada (incremento de 3,4 Mbbl/dia). A empresa norueguesa, que recentemente declarou à ANP indícios de óleo no prospecto de Norte de Carcará (poço 3-EQNR-1-SPS), afirmou ser capaz de reduzir o preço de *breakeven* para abaixo dos atuais US\$ 35/barril no campo. A expectativa para o bloco é tamanha que a Equinor pretende contratar dois FPSOs para a área, tendo o primeiro deles a capacidade de 220 Mbbl/d e 15 MMm³/d de gás natural e previsão de entrada em

operação em julho de 2024. A unidade seria a maior a operar em águas brasileiras. A empresa espera quintuplicar a sua produção no país até 2030.

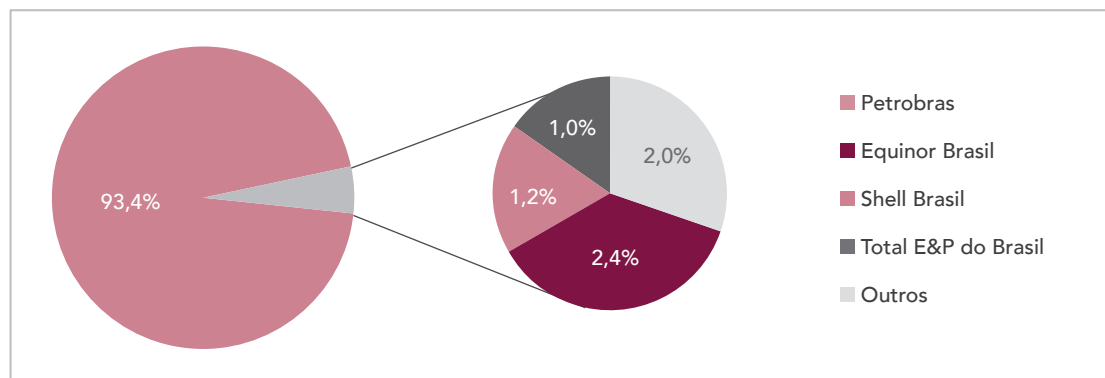
A Shell apresentou leve queda na produção nos campos de Argonauta e Ostra, reduzindo o seu patamar a 1,2% de campos operados (em novembro, foi de 1,3%). No entanto, o FPSO Fluminense voltou a operar após um longo período de manutenção e, com ele, os campos de Bijupirá e Salema. A empresa, que foi a única estrangeira a adquirir participação em blocos em todas as rodadas de pré-sal, projeta um horizonte positivo para o Brasil e já contratou a sonda da Constellation Oil Services (antiga QGOG), Brava Star, para realizar os serviços de perfuração (de pelo menos um poço exploratório) em Alto de Cabo Frio Oeste, com aprovação já concedida pela ANP.

Por fim, a Total reduziu de 1,2% (em novembro) para 1% (em dezembro) a sua participação na operação no país, com a redução da produção de dois poços no campo de Lapa (pré-sal). A companhia reportou à ANP que planeja abandonar dois poços no campo, um com falhas na sua válvula de segurança de subsuperfície e o outro com inclinação acima do leito marinho, causada por desacoplamento de seus alojadores de baixa e alta pressões. Por outro lado, a empresa espera para 2019 iniciar a produção no campo de Iara (por meio da P-68), onde mantém consórcio com a Petrobras.

A Figura 2.1 mostra as principais concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de dezembro.

² <https://www.valor.com.br/empresas/6100099/petrobras-tem-cenario-desafiador-para-recuperar-reservas-apos-nova-queda>

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2019.

Também vale destacar que os patamares de distribuição da produção devem ganhar novos contornos, inclusive com a participação mais expressiva de produtores nacionais. A recente aquisição do campo de Frade pela PetroRio, junto à Chevron, aumentará a sua produção em mais de 60%, ficando com a sétima posição no ranking de concessionárias. A empresa conta ainda com a produção dos campos de Polvo e Manati. O anúncio da aquisição segue em linha com o discurso do presidente da empresa, cujo objetivo é de se manter como a maior petroleira independente nacional.

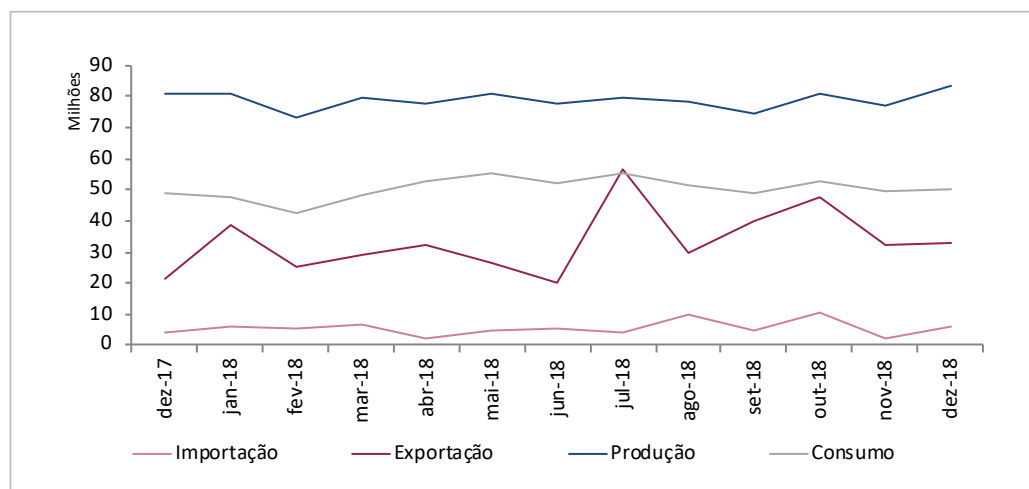
Por outro lado, a Chevron parece se reorientar no mercado brasileiro, apostando majoritariamente nos blocos de pré-sal, participando dos consórcios vencedores dos campos de Três Marias (onde também é operadora) e Saturno, e em blocos de concessão na bacia de Santos (S-M-764) e Campos (C-M-791, C-M-821 e C-M-823).

Uma última empresa, que não aparece no levanta-

mento de maiores operadoras no Brasil, mas que tem potencial para se tornar uma delas é a Exxon-Mobil, que adquiriu 24 blocos no país nas últimas rodadas de licitação, individualmente ou sob consórcio, detendo hoje o segundo maior conjunto de área sob concessão do país, atrás apenas da Petrobras. A empresa mantém um portfólio pesado em E&P, com reservas cada dia maiores no Brasil e em outras regiões, como a Guiana, onde já conta com 12 descobertas no bloco de Staborek, totalizando mais de 5 BBOE recuperáveis.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em dezembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo tornou a subir (muito em razão do aumento na produção nacional). Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se recuperação em ambos os índices. A forte alta nas importações se deve aos decrescentes valores de referência de petróleo, viabilizando estrategicamente a importação.

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



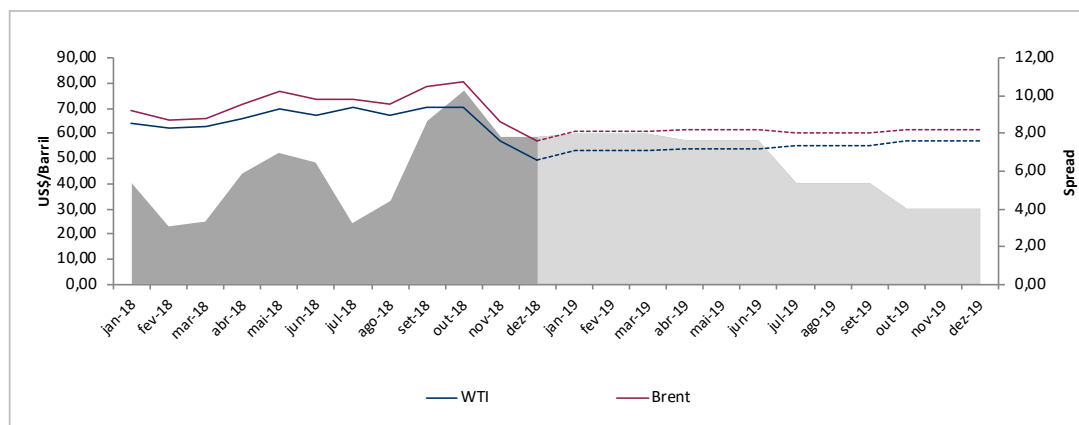
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de dezembro, atingindo o valor de US\$ 57,36/bbl. O WTI também teve queda brusca e chegou ao valor de US\$ 49,52/bbl em dezembro.

Contudo, é importante adiantar que, ainda que os preços tenham permanecido em queda até o fim do ano, eles oscilam bastante no início de 2019. Os membros da OPEP+ já iniciaram os cortes na oferta de petróleo do mercado mundial com o objetivo de regular os preços diante da crescente

exportação de óleo norte-americano. Entretanto, mesmo renomadas instituições têm discordado sobre as suas projeções para os preços de referência. Enquanto umas apontam para uma queda nos preços (IEA), em meio a um cenário de oferta maior que a demanda, outras (Platts e Goldman Sachs) afirmam que cortes acima dos previstos poderão ser capazes de aumentar os preços de referência. A incerteza observada traz à tona a complexidade da geopolítica do energético, afetada por fatores diversos e externalidades imprevisíveis. A Figura 2.3 apresenta a variação dos preços de referência nos últimos meses e uma projeção para os próximos.

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 dezembro, a maioria das áreas *onshore* dos estados registrou aumento, exceto o Ceará e o Maranhão. A produção do Maranhão está fortemente vinculada ao parque dos Gaviões, operado pela empresa Eneva. Em função do período de maior regime de chuvas, o despacho termelétrico tem sido cada vez menor. Como o modelo de atuação da empresa é o *reservoir-to-wire* (R2W), variações negativas no despacho impactam diretamente na produção dos campos. Com relação às áreas *offshore*, os já registrados incrementos na produção de unidades ou poços e o começo da produção do FPSO P-75 do campo de Búzios fizeram com que a variação fosse positiva especialmente nos estados do Rio de Janeiro e São

Paulo, mas também se verificou no resto do país, em geral.

Outro destaque importante relativo à produção por estado foi o fim da negociação sobre a unificação do Parque das Baleias, no Espírito Santo, iniciado em 2014 e finalmente acordado entre o governo do estado e a Petrobras em fevereiro de 2019. Embora a produção do novo campo de Jubarte unificado não sofra alterações, a arrecadação referente às Participações Especiais terá um incremento considerável e, retroativamente, a Petrobras pagará ao estado do Espírito Santo o valor total de R\$ 3,5 bilhões referentes ao período de 2014 até o último trimestre de 2018 (Agência Petrobras, 2018)³.

³ https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980798&p_editoria=8

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

UF	Localização	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
AL	Onshore	2.466	1,2%	929.484	-18,4%
	Offshore	119	-13,0%	43.386	-14,0%
AM	Onshore	19.726	1,8%	7.462.228	-0,3%
BA	Onshore	28.894	3,6%	10.585.956	-9,0%
	Offshore	446	-15,4%	193.106	-6,1%
CE	Onshore	949	-1,5%	384.142	-14,2%
	Offshore	4.398	2,2%	1.583.681	1,7%
ES	Onshore	9.553	8,4%	3.587.874	-7,8%
	Offshore	319.859	4,6%	118.720.882	-11,3%
MA	Onshore	6	-85,4%	15.406	14,8%
RJ	Offshore	1.936.668	8,5%	662.818.206	1,8%
RN	Onshore	35.031	3,3%	12.822.988	-15,7%
	Offshore	4.810	-2,5%	1.870.365	-10,8%
SP	Offshore	312.297	13,6%	116.464.267	-3,0%
SE	Onshore	11.929	6,1%	4.852.581	-26,2%
	Offshore	3.863	-12,0%	1.775.785	-6,5%
Total		2.691.014	8,3%	944.110.336	-1,3%

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta os dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em dezembro de 2018, diante das oscilações registradas na cotação do dólar e nos preços de referência internacionais, os índices dos derivados de Petróleo não seguiram padrão bem definido. O GLP registrou apenas variações negativas em relação a novembro, enquanto o óleo combustível apenas alterações positivas. No total de 2018, a importação de diesel caiu 10,1% em relação a 2017, muito em razão da política de interferência dos preços e subsídio governamental após a greve dos caminhoneiros. A gasolina registrou queda ainda mais brusca, de 33,9% entre 2017 e 2018, muito em função dos altos preços, o que fez com que o deri-

vado perdesse espaço para o etanol hidratado. No balanço geral, o país importou 8,3% menos derivados de petróleo comparando com 2017.

A flexibilização do setor de refino também é um compromisso do novo presidente da Petrobras, que afirmou intenção de reduzir para 50% a participação da empresa no segmento. Nesse quesito, a venda da refinaria de Pasadena para a empresa Chevron (Agência Petrobras, 2019)⁴ em janeiro de 2019, por US\$ 562 milhões, e a sinalização da venda da fatia da empresa na Braskem e da BR Distribuidora, são ações já adotadas no sentido de efetivar tais intenções. Segundo especialistas, ainda que positivas, as transações estão envolvendo valores abaixo do mercado na maioria dos casos (Folha, 2018)⁵.

⁴ https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980774

⁵ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/01/petrobras-pode-retomar-venda-de-braskem-e-avalia-futuro-da-br-diz-presidente.shtml>

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

Combustível	Agregado	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
Gasolina A	Produção	376.332	1,2%	148.768.348	-9,8%
	Consumo	511.936	12,0%	176.339.009	-13,0%
	Importação	70.665	78,2%	18.674.362	-33,9%
	Exportação	40.555	-44,0%	8.746.870	195,1%
Diesel S10	Produção	699.136	-3,9%	263.420.166	3,2%
	Consumo	804.945	-6,9%	291.603.417	-6,0%
	Importação	296.015	59,8%	73.274.336	-10,1%
	Exportação	322	-18,0%	5.945.088	88,7%
GLP	Produção	116.332	-5,1%	46.761.470	0,2%
	Consumo	216.191	-2,8%	76.847.637	-8,7%
	Importação	65.257	-32,5%	2.022.968	1220,0%
	Exportação	0	-	5.690	-47,5%
QAV	Produção	110.651	8,3%	40.105.923	3,4%
	Consumo	129.735	9,2%	44.936.916	6,7%
	Importação	19.124	-27,9%	5.395.537	49,0%
	Exportação	30.679	44,7%	2.252.023	1245,0%
Óleo Combustível	Produção	181.228	14,9%	67.403.719	-8,3%
	Consumo	34.428	4,6%	14.564.519	-31,6%
	Importação	9.016	-	2.007.551	324,9%
	Exportação	132.178	4,4%	34.796.457	39,1%

*Acumulado no ano de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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

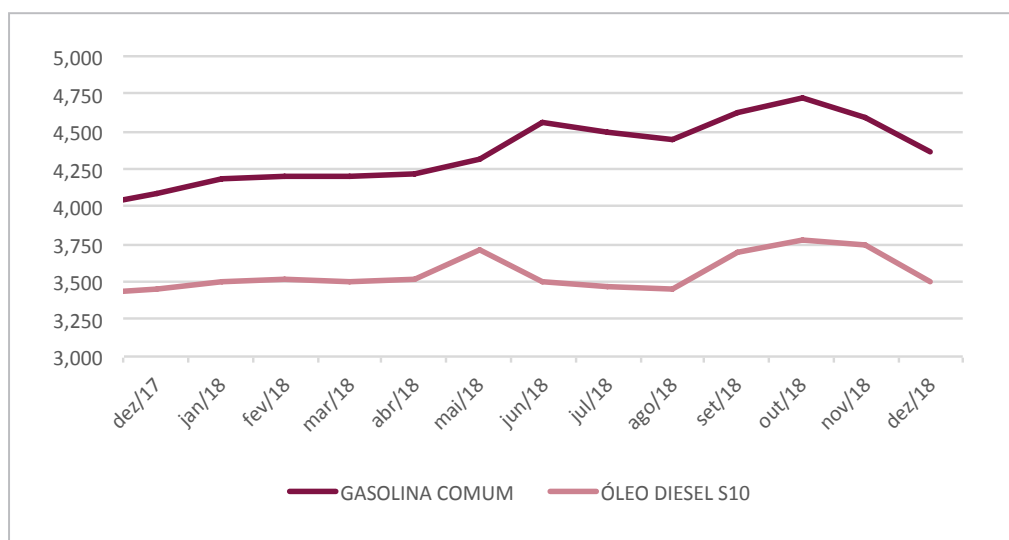


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em dezembro de 2018, os preços da gasolina comum e do diesel S10, praticados por postos de combustíveis no Brasil, mantiveram a trajetória de queda, apoiados tanto nos preços de referên-

cia internacional como na porção final do programa de subvenção do governo federal ao óleo diesel. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

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



Fonte: ANP, 2019.

Gás Natural

Por Fernanda de Freitas Moraes*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO⁵

No mês de novembro de 2018, a produção de gás natural foi de 112,4 MMm³/dia, 4% a menos que no mês de outubro. A redução ocorreu, principalmente,

nos sistemas isolados da região Norte e Maranhão. No mês anterior, a produção na região isolada foi de 21,6 MMm³/dia, já em novembro foi de 17,5 MMm³/dia.

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

		nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Produção Indisponível	Prod. Nacional Bruta	112,4	-4,0%	111,9
	Reinjeção	35,2	0,3%	34,2
	Queima	4,2	39,9%	3,7
	Consumo interno em E&P	13,8	-3,2%	13,6
	Subtotal	53,2	1,6%	55,8
	Oferta de gás nacional	59,1	-2,6%	56,1
	Oferta nacional/Prod. Bruta	52,6%	1,4%	50,1%

*Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

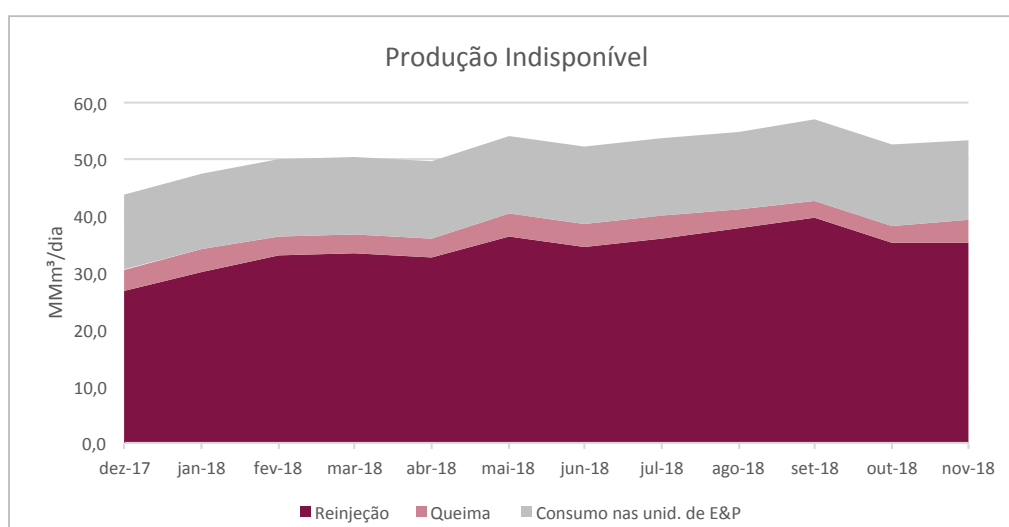
⁵ Os dados mensais explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME, disponível no link <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

A produção indisponível (reinação, queima e consumo interno em E&P), em novembro/18, somou 53,2 MMm³/dia, dos quais 66,2% foi reinjetado.

O volume de queima foi de 4,2 MMm³/dia (Tabela 3.1), quase 40% acima do mês anterior (outubro/18).

Este aumento foi referente às operações das plataformas P-69 e P-75. No consumo interno em E&P, foram utilizados 13,8 MMm³/dia, um pouco acima da média anual. No Gráfico 3.1 pode-se observar a produção indisponível nos últimos 12 meses. A oferta de gás nacional, isto é, volume disponível ao mercado, foi de 59,1 MMm³/dia.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Conforme os dados da ANP, a reinjeção de gás natural aumentou em 40% de 2017 para 2018. Injetar gás natural ajuda na recuperação do óleo ao elevar a pressão no reservatório e facilitar a saída do fluido. Porém, isso deixa clara a preferência pela produção de óleo em detrimento do gás. A falta de infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural faz com que se perca a oportunidade de utilizar esse insumo para a geração de energia e em aplicações diversas na indústria. Para a recuperação do óleo, podem ser utilizadas outras tecnolo-

gias como reinjeção de água ou CO₂.

Uma nova modelagem sobre a ampliação da infraestrutura de escoamento do gás do pré-sal está sendo estudada pela EPE. Uma das opções dessa utilização seria semelhante à termelétrica Marlim Azul, em Macaé, com capacidade instalada de 565 MW⁶.

A importação de gás natural no mês de novembro de 2018 teve uma queda considerável de 39,2%, na comparação com outubro. (Tabela 3.2). Resulta-

⁶ Maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/epe-buscar-solucoes-para-escoamento-do-gas-do-pre-sal/>

tado da diminuição da demanda para a geração de energia elétrica. O gasoduto Brasil-Bolívia transportou 17,9 MMm³/dia, 31% a menos que o mês anterior. Já o gás natural liquefeito (GNL) teve uma queda de 93,3%. No mês de outubro, o volume

importado foi de 3,7 MMm³/dia, enquanto no mês de novembro foram importados apenas 0,3 MMm³/dia, em decorrência do menor consumo da geração de energia elétrica pelas térmicas, como resultado do quadro hidrológico favorável.

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

	nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Gasoduto	17,9	-31,5%	23,0
GNL	0,3	-93,3%	7,0
Total	18,1	-39,2%	30,1

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação à importação de gás natural da Bolívia, vale ressaltar que, caso a Petrobras continue retirando apenas o mínimo previsto em contrato, de 24 MMm³/dia, o governo Boliviano estipulou que o Brasil terá até 2023 para retirar volumes de gás natural já pagos e ainda não utilizados, antes previstos para serem retirados até 2021. Atualmente, a Bolívia vende ao Brasil aproximadamente 30 milhões de m³/dia de gás. Um dos contratos de gás natural entre a Petrobras e a Bolívia, o “contrato TCQ Brasil”, que se refere à capacidade de 18 MMm³/dia, vence em dezembro de 2019. Enquanto a Petrobras não define a renovação do contrato, os bolivianos estão negociando vendas em paralelo com outros agentes brasileiros⁷.

Recentemente, os bolivianos fecharam acordos de fornecimento de gás natural⁸ para os estados de Mato Grosso do Sul, com possibilidade de entrarem como sócios em uma termelétrica, e Mato Grosso, e também para a empresa Shell Brasil.

O acordo assinado entre a Shell e o governo da Bolívia envolve o fornecimento de 4 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2022 e cerca de 10 milhões de metros cúbicos por dia a partir de 2022⁹.

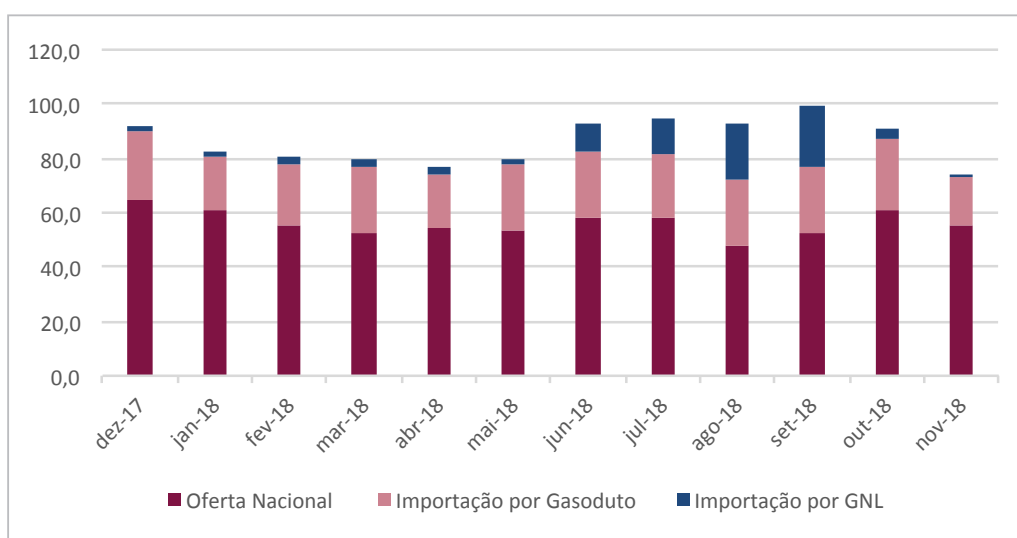
Analisando o Gráfico 3.2, verifica-se a oferta total de gás no mercado nacional, mostrando a oferta nacional disponível e a importação de gás por gasoduto e GNL. A oferta total caiu de 94,5 MMm³/dia, em outubro, para 77,2 MMm³/dia, em novembro, em virtude do menor volume de GNL importado, da redução do consumo das termelétricas e da menor produção de gás no Brasil, principalmente no estado do Maranhão, onde se encontra o modelo *reservoir-to-wire*, da Eneva. Este modelo interliga os campos de gás da Bacia do Parnaíba diretamente com as termelétricas, gerando energia. A energia produzida no Complexo Parnaíba é enviada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades.

⁷ Maiores informações: <https://www.abegas.org.br/portal/?p=70297>

⁸ Maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/bolivia-planeja-ampliar-vendas-de-gas-ao-brasil/>

⁹ Maiores informações: <https://www.opetroleo.com.br/shell-assina-contrato-de-fornecimento-de-gas-com-petrolifera-boliviana/>

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

Em novembro de 2018 registrou-se uma queda de 20,5% no consumo de gás natural no país em relação ao mês anterior. O consumo de 67,5 MMm³/dia, foi o menor volume desde 2012.

Essa redução é devida principalmente ao menor consumo por parte do segmento de geração de energia elétrica (GEE), que consumiu 16,5 MMm³/dia, 49,4% a menos que o mês de outubro de 2018, em razão de uma melhora das chuvas e consequentemente da menor utilização da geração termelétrica a gás.

Nos setores industrial, comercial e cogeração também foram registradas quedas no consumo de gás natural no mês de novembro. (Tabela 3.3)

O setor automotivo foi o único que teve elevação do consumo de gás natural. O volume utilizado foi de 6,4 MMm³/dia, 0,6% superior ao mês de outubro. Isso foi decorrente do alto preço dos combustíveis líquidos como a gasolina, que levou os consumidores a optarem por kits de gás natural.

No Gráfico 3.3 os volumes de consumo comercial, residencial, automotivo e cogeração se mostram estáveis. O segmento industrial foi o de maior consumo, enquanto o segmento de geração de energia elétrica registra queda desde o mês de setembro, quando o seu consumo era maior do que 40 MMm³/dia e atualmente é de 16,5 MMm³/dia, mostrando a volatilidade deste setor.

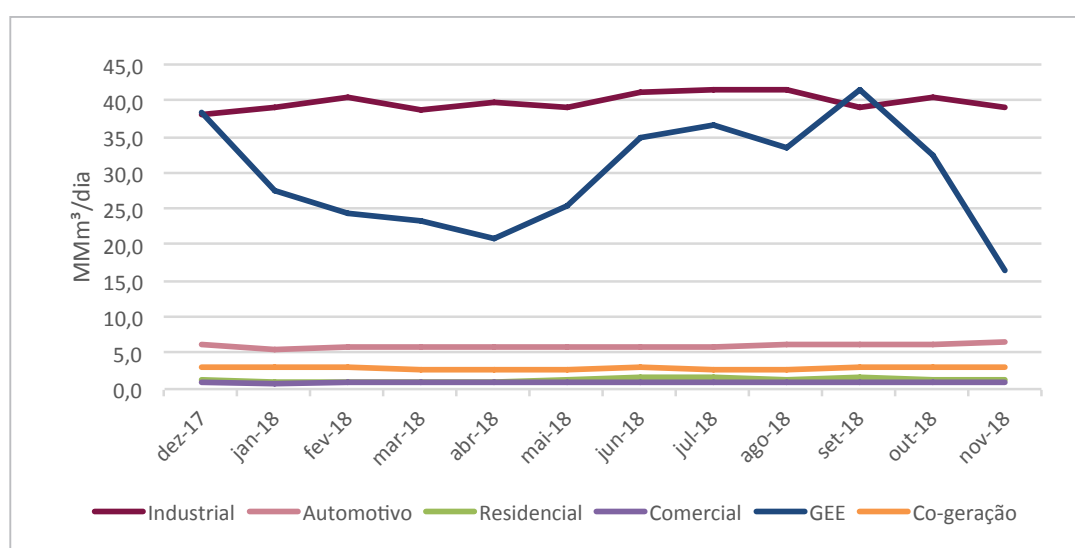
Tabela 3.3: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Industrial	39,2	-2,9%	39,8
Automotivo	6,4	0,6%	6,0
Residencial	1,2	-6,8%	1,3
Comercial	0,9	-4,5%	0,8
GEE	16,5	-49,4%	29,6
Cogeração	2,9	-3,0%	2,8
Total	67,5	-20,5%	80,4

* Média dos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

De acordo com o relatório *Energy Outlook 2019*, da BP, o consumo de gás natural no Brasil crescerá 114% entre 2017 e 2040, chegando a 82 bilhões de m³. Com esse aumento, a participação do gás natural na matriz passará de 11% para 15% do total¹⁰. No entanto, até o fim do horizonte de pesquisa do

estudo, o país continuará sendo importador líquido de gás.

Com relação à produção, o aumento deverá ser de 129%, passando de 28 bilhões de m³, em 2017, para um patamar esperado de 63 bilhões de m³ em 2040.

¹⁰ Maiores informações: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf> e <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/consumo-de-gas-crescera-114-entre-2017-e-2040-diz-relatorio/>

C) PREÇOS

Nos Estados Unidos, houve um considerável acréscimo no preço do gás natural local, de 25,8% em relação ao mês de outubro. Com isso, o preço do Henry Hub foi para 4,1 US\$/MMBTU em resposta à alta procura decorrente das previsões de temperaturas baixas para o inverno. O preço do gás natural normalmente sobe antes do inverno, uma vez que o clima mais frio provoca a demanda por aquecimento.

O gás nacional teve acréscimo de preço em todos os segmentos. Em relação à importação de gás natural, o GNL utilizado no Brasil fechou a 10,1 US\$/MMBTU e o gás vindo da Bolívia no valor de 8,8 US\$/MMBTU. O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), teve um pequeno acréscimo, fechando no valor de 4,2 US\$/MMBTU. Já o preço

do gás vendido pela Petrobras para as distribuidoras, no *city gate*, foi de 9 US\$/MMBTU, denotando um aumento de aproximadamente 14% em relação ao mês anterior (Tabela 3.4).

Avaliando o preço para o consumidor final no Brasil, novamente houve acréscimo em todas as categorias mostradas. Para o GNV, o valor foi de 21,3 US\$/MMBTU, acima da média dos últimos 12 meses, em um montante de 15,85 US\$/MMBTU. Na indústria, para a distribuição de 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia os valores foram de 17; 15 e 14,6 US\$/MMBTU, respectivamente.

No Gráfico 3.4, pode-se analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do gás natural importado. Observa-se a tendência do crescimento do preço de gás natural nos últimos meses, com exceção do NBP.

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

		nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
	Henry Hub	4,1	25,8%	2,99
	GNL no Japão	11,7	0,5%	9,98
	NBP ¹	7,8	-16,9%	7,52
	GNL no Brasil ²	10,1	2,6%	8,16
	Gás Importado no Brasil ³	8,8	13,3%	6,68
	PPT ⁴	4,2	0,4%	4,30
	City Gate	9,0	14,3%	7,59
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	21,3	4,6%	15,85
	Indústria - 2.000 m³/dia ⁵	17,0	1,8%	16,44
	Indústria - 20.000 m³/dia ⁵	15,0	2,0%	14,43
	Indústria - 50.000 m³/dia ⁵	14,6	2,1%	13,92

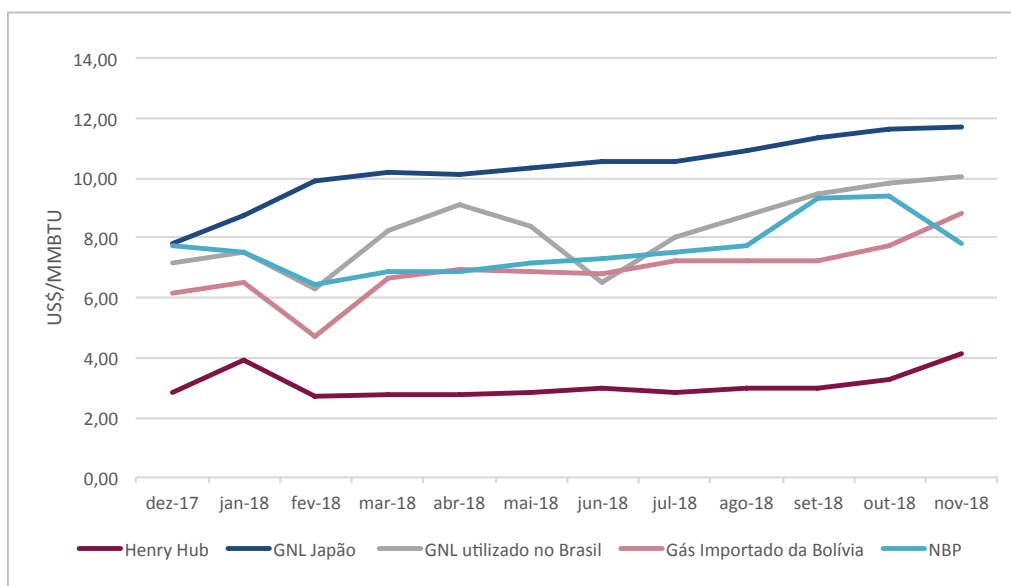
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha;

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

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

* Média dos últimos 12 meses

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



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

O aumento do preço do gás natural está sendo perceptível. Com isso, as indústrias que utilizam gás natural sofrem com o alto custo, dificultando a competição no mercado. De acordo com a Firjan, a compra do insumo representa 30% dos custos totais de uma empresa. Por essa razão, aumentos tarifários para o insumo acabam impactando os negócios das empresas como um todo¹¹.

Recentemente, a Comgás, em São Paulo, anunciou uma elevação de até 37% no preço do gás, o que desagradou o setor industrial pela falta de transparência na formação do preço. As indústrias argumentam que o preço inclui não só a compra da molécula por parte da distribuidora, mas também o custo do transporte do gás.

De acordo com a Firjan, no caso do gás natural veicular (GNV), a tarifa inclui ainda outra variável, que é a margem de lucros dos postos distribuidores. Em São Paulo, a Fiesp pretende entrar em uma batalha contra o aumento do preço do gás. A entidade informou que essa variação, acima de 35%, compromete as empresas e atinge a competitividade e a saúde financeira das indústrias, além de elevar o custo do produto final.

D) MAIORES INFORMAÇÕES

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo de estocagem subterrânea de gás natural, processo pouco utilizado no Brasil. O objetivo da estocagem é balancear a oferta e dar uma opção de escoamento do gás natural proveniente do pré-sal¹².

¹¹ Maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/gas-representa-em-media-30-dos-custos-de-empresas/>

¹² Para maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/embaixo-da-terra/>

Essa técnica de estocagem já é bem difundida no exterior, principalmente na Europa, com extrema variação sazonal, ficando indispensável a opção de gás excedente que pode ser ativada quando há alta demanda.

Além disso, a estocagem subterrânea pode ser usada como opção de redução dos preços do (GNL), hoje mais caro do que o gás trazido da Bolívia ou produzido no Brasil. No cenário mundial, a perspectiva é de aumento da oferta por GNL, refletindo em uma redução dos preços, o que deve atingir o mercado brasileiro. Esse aumento de produção virá principalmente da China, cuja elevação da oferta deve ser em torno de 20% ao ano.

A estocagem subterrânea tem vantagens comparativas com relação à estocagem artificial, que envolve tanques metálicos. Nesses casos, é neces-

sário maior aporte de recursos para que o tanque fabricado reproduza em seu interior as mesmas condições de estocagem do que seria encontrado em um depósito subterrâneo. Além disso, a capacidade de armazenamento da estocagem artificial é considerada inferior.

O estudo da EPE considera três tipos de reservatórios para estocagem: depletados, aquíferos e salinos. O primeiro é o mais utilizado para uma estocagem subterrânea, pois trata-se de um campo cuja produção já se encontra em seus últimos dias ou esgotada. Os reservatórios aquíferos só são permitidos quando a qualidade da água é considerada imprópria para o consumo humano. Além disso, os custos são mais elevados. A caverna salina exige a construção de estruturas com base na lixiviação com água. Porém, tem a vantagem de ser mais homogêneo e ter uma dissolução mais igual.



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

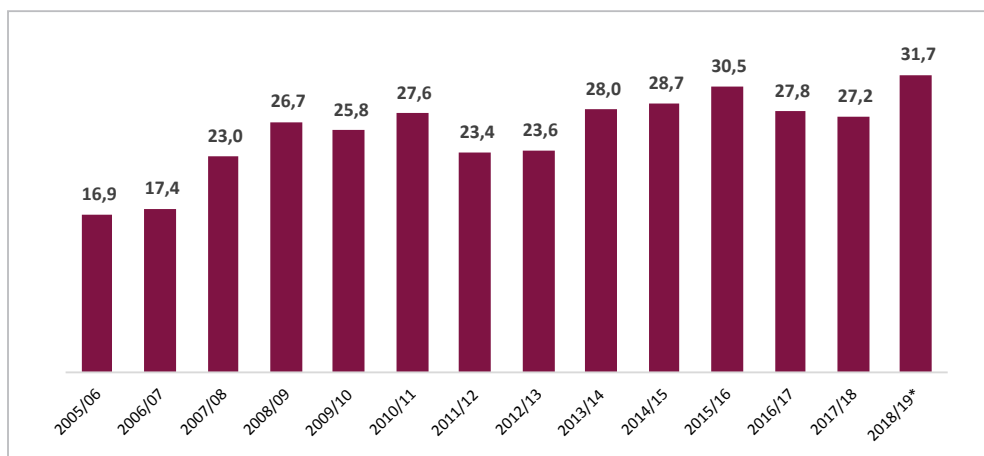
Em 2018, foram produzidos quase 33 bilhões de litros de etanol, sendo 9,4 de anidro e 23,6 de hidratado. Enquanto a produção do hidratado ficou 39,6% acima da de 2017, o anidro registrou queda de 18,3% no mesmo período.

A produção de etanol na safra 2018/19 já registra um recorde histórico no país, antes mesmo do final do ciclo, que se encerra oficialmente em 31 de março de 2019. A estimativa da Conab indica uma produção de etanol em torno de 32,3 bilhões de litros, um aumento de 18,6%, em relação à safra 2017/18 (27,2 bilhões de litros). O último maior volume ocorreu no ciclo 2015/16, quando foram produzidos 30,5 bilhões de litros do biocombustível.

Em função da redução de preços do açúcar no mercado internacional, uma parcela maior da cana-de-açúcar foi destinada para a produção de etanol, aumentando a oferta deste produto no mercado nacional. Segundo estimativas da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento) para a safra 2018/19, 62,5% da cana deverá ser destinada à produção do biocombustível, o que representa um aumento de 8,4 pontos percentuais em relação à safra passada, quando o etanol consumiu 54,1% da cana processada.

Com o ciclo 2018/19 já praticamente encerrado, em dezembro/18 foram produzidos 982 milhões de litros de etanol hidratado, volume 49,2% acima do mesmo mês do ano passado (dezembro/17).

Gráfico 4.1 – Produção total de etanol por safra (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Conab e ANP
 *Produção acumulada de abril a dezembro de 2018

Segundo a UNICA, para o 1º trimestre de 2019, a quantidade de cana a ser moída dependerá das condições climáticas. Em dezembro, as chuvas ficaram aquém da média histórica (até 100 mm inferior) em muitos canaviais do Centro-Sul, o que comprometeu o ritmo de plantio e o desenvolvimento da cana.

Como a safra 2019/20 só se inicia no mês de abril de 2019, as projeções ainda são pouco precisas, mas entidades como a UNICA e a USP estimam que a nova safra também deve ter um perfil mais alcooleiro, ainda que ocorra um ajuste do *mix*, com a

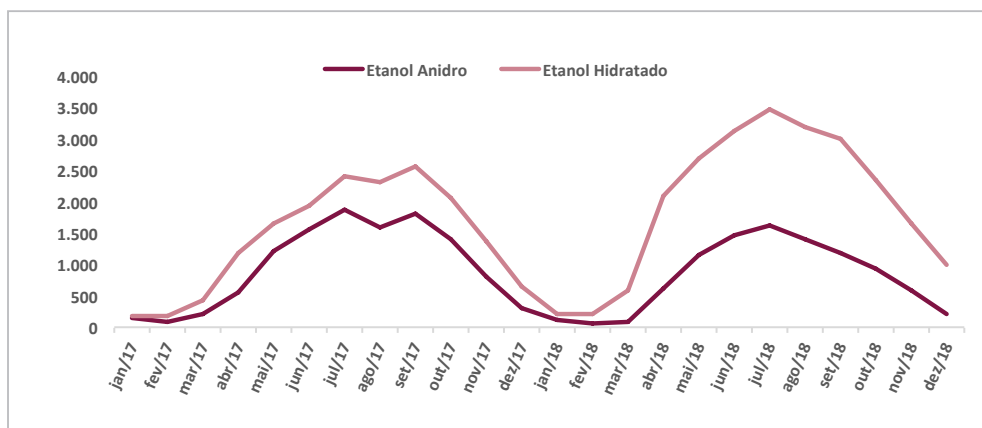
redução da parcela da cana destinada para o etanol, em comparação ao ciclo 2018/19. De acordo com o Cepea (Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada), da Esalq/USP, as usinas, incentivadas pelas sinalizações de aumento nos preços do açúcar (as projeções indicam redução dos estoques e, até mesmo, déficit global da *commodity*), devem aumentar o percentual de cana destinado à produção do adoçante e reduzir o de etanol. Ainda assim, a safra 2019/20 deve ser bastante alcooleira, com estimativas mostrando que aproximadamente 60% da cana será direcionada à produção do biocombustível.

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

Biocombustível	dez-18	acum-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	197,0	9.422,2	-66,8%	-32,8%	-18,3%
Etanol Hidratado	982,0	23.545,9	-40,3%	49,2%	39,6%
Total Etanol	1.179,1	32.968,1	-47,3%	23,9%	16,0%
Biodiesel	487,4	5.350,1	1,7%	27,4%	24,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.2 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

É interessante mencionar o aumento da produção de etanol a partir de milho no Brasil. A produção do biocombustível a partir deste grão saltou de 121 milhões de litros, em 2015, para 715 milhões em 2018. Entre os fatores que vêm contribuindo para esse crescimento está a grande oferta de milho a preços baixos na região Centro-Oeste do país.

O etanol de milho pode ser produzido em usinas que utilizam apenas essa matéria-prima (usinas dedicadas ou "full"), mas também pode ocorrer de forma integrada com a cana-de-açúcar, em usinas chamadas "flex". Essa última opção tem a vantagem de aproveitar o período de ociosidade da produção de cana, no momento da entressafra. Dessa forma, a produtividade da usina aumenta, gerando maior retorno

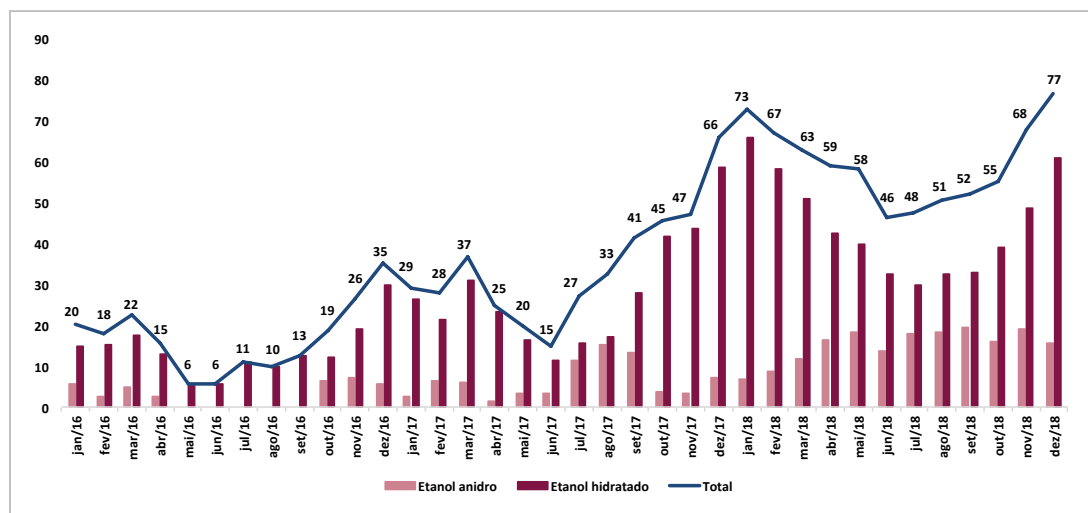
financeiro. O milho apresenta, ainda, algumas vantagens em relação à cana, como a possibilidade de ser estocado e a produção de um subproduto utilizado como ração animal, que possui alto valor agregado.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018)¹³, a capacidade anual de produção de etanol a partir de milho é de cerca de 1 bilhão de litros. Com cinco usinas já instaladas, três em fase de instalação e mais sete em processo de planejamento e licenciamento, a previsão é de que, em 2019, o volume de milho destinado à produção do biocombustível salte para a casa das 2,6 milhões de toneladas, o que representa um aumento de mais de 70%, na comparação com o ano anterior, segundo o portal Novacana¹⁴.

¹³ Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-boletins-periodicos>

¹⁴ Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/alternativas/demanda-etanol-milho-saltar-70-mato-grosso-070219>

Gráfico 4.3 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

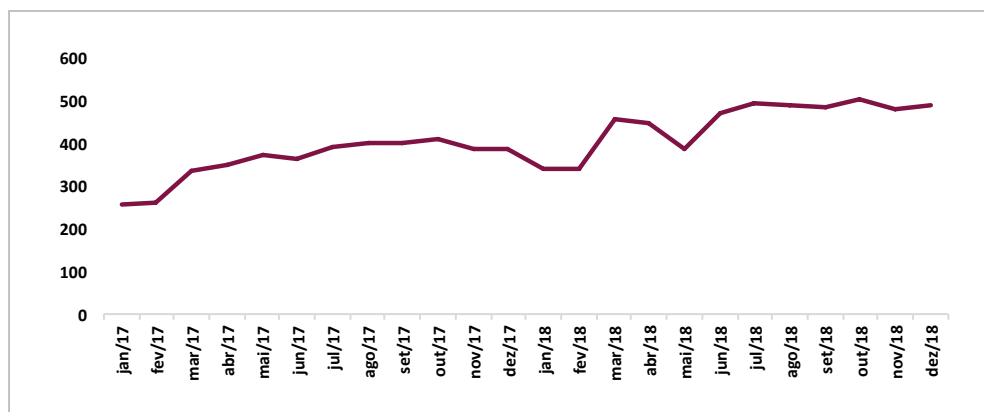
Outro biocombustível que registrou recorde de produção foi o biodiesel. O ano de 2018 encerrou com uma produção total de 5,35 bilhões de litros, volume 24,7% superior ao ano de 2017. Os resultados positivos para a indústria de biodiesel, em 2018, decorreram do aumento do teor de adição do biocombustível no diesel mineral, que passou de 8% para 10% em março/18, além da retomada da demanda por óleo diesel, após um período de maior impacto provocado pela recessão econômica.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou, no dia 08 de novembro, a Resolução nº 16/2018, que define os próximos passos da evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao

consumidor final. De acordo com o texto da resolução, a partir de junho de 2019, todo o diesel comercializado no Brasil deverá conter 11% de biodiesel. 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.

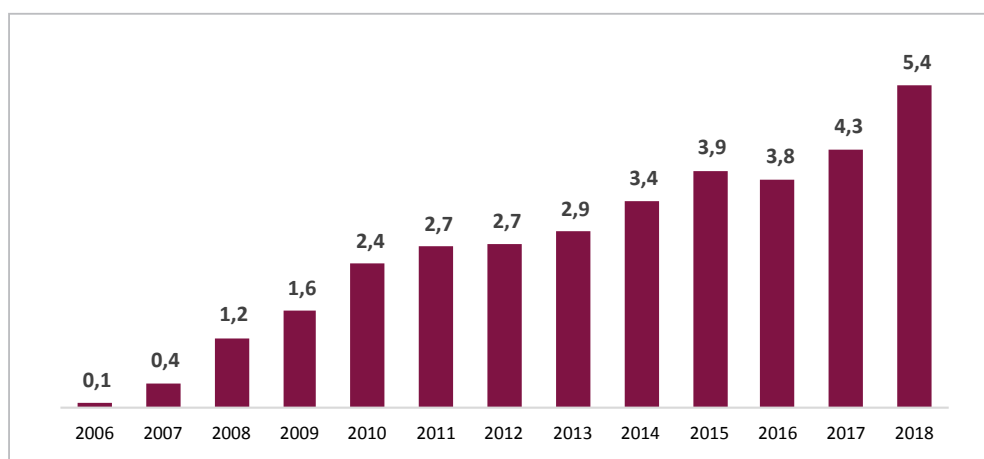
Cabe mencionar que a Resolução nº16/2018 estabelece que os aumentos percentuais autorizados estão condicionados à prévia realização de testes e ensaios em motores, que concluam satisfatoriamente pela possibilidade técnica da utilização da adição de até 15% (quinze por cento) de biodiesel. O prazo para a conclusão de tais testes se encerra em março de 2019.

Gráfico 4.4 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.5 – Produção anual de biodiesel (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Em dezembro/18, o etanol hidratado foi cotado a um preço médio de revenda de R\$ 2,83 por litro, registrando uma queda de 3,1% em relação ao preço de novembro/18 (R\$ 2,92 o litro). No mesmo mês, o preço do litro da gasolina caiu 4,9%, passando de um valor médio de R\$ 4,59 em novembro/18 para R\$ 4,37 em dezembro/18.

Apesar de a safra de cana estar praticamente encerrada, os altos estoques de etanol mantidos

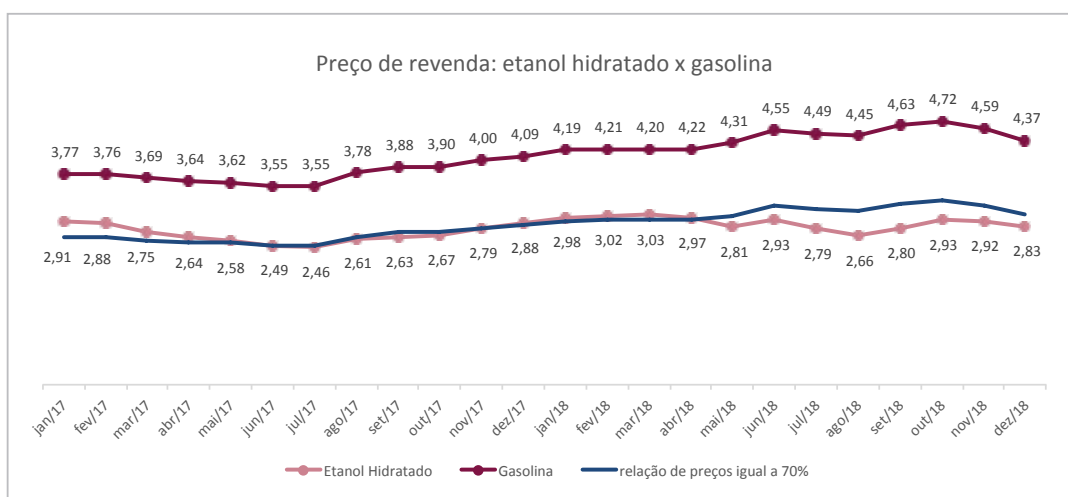
pelas usinas e distribuidoras e a necessidade dos produtores em gerar receita e liberar espaço nos tanques contribuíram para a redução de preços do etanol, mantendo-o competitivo frente ao derivado fóssil.

A relação de preços entre o hidratado e a gasolina, em dezembro/18, aumentou para 65%, na média do país, enquanto, em novembro a relação estava em 64%. Em janeiro/19, a relação entre os preços passou para 66%, com o etanol sendo revendido ao preço médio de R\$ 2,81 e a gasolina a R\$ 4,27.

Nas primeiras duas semanas de fevereiro, o etanol hidratado registrou alta de preços nas usinas paulistas, de acordo com o indicador divulgado pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (Cepea/Esalq), mas o biocombustível segue competitivo em São Paulo, Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais e Paraná.

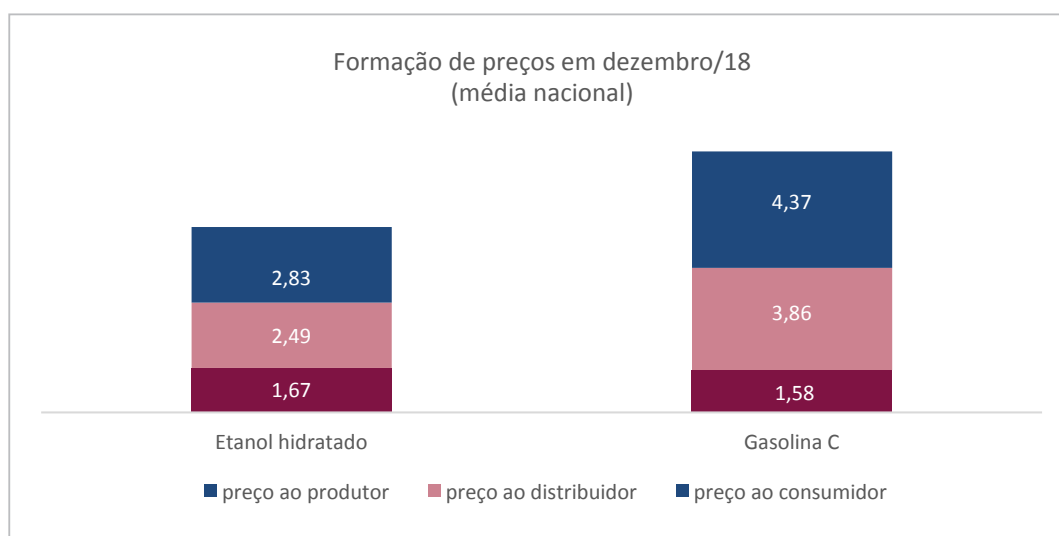
Em dezembro/18, o etanol hidratado, custou, em média, R\$ 1,67 ao produtor, R\$ 2,49 ao distribuidor e R\$ 2,83 ao consumidor. Apesar de uma queda de 1,6% no preço ao produtor, na comparação com o mês de novembro, os preços ao distribuidor e ao consumidor caíram, ambos, 3,1%. A gasolina comum apresentou preços médios de R\$ 1,58 ao produtor, R\$ 3,86 ao distribuidor e R\$ 4,37 ao consumidor final.

Gráfico 4.6 – Preços de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.7 – Formação de preços de etanol hidratado e gasolina em outubro (média nacional)



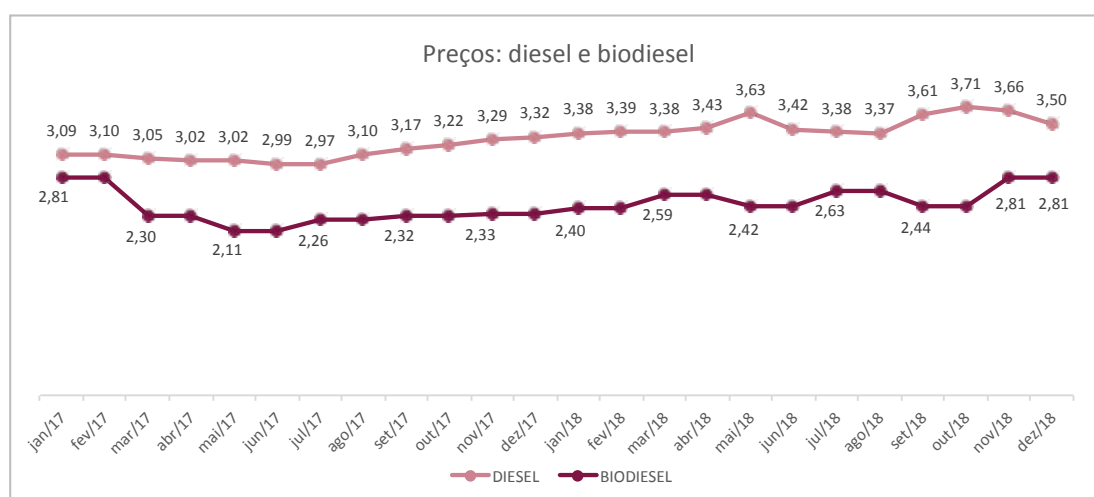
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, MME e Cepea/Esalq

No 63º Leilão da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de novembro e dezembro, o biodiesel foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,81, valor 15,4% acima do preço médio do leilão anterior. No mesmo período, o óleo diesel apresentou trajetória decrescente de preços, passando de R\$ 3,71 o litro, em outubro/18, para R\$ 3,50 em dezembro/18, o que corresponde a

uma queda acumulada de 5,6%.

Para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, o biodiesel foi negociado no 64º Leilão da ANP ao preço médio de R\$ 2,64, valor 6,4% inferior ao do leilão anterior. Em janeiro, o preço médio de revenda do diesel foi de R\$ 3,44, registrando queda de 1,8% em relação a dezembro.

Gráfico 4.8 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Em 2018, a demanda total de etanol hidratado somou 19,4 bilhões de litros, o que corresponde a um aumento de 42,1% em relação a 2017. No caso do etanol anidro, a demanda caiu 13,1% no mesmo período.

O contínuo aumento na demanda pelo etanol hidratado decorre maior competitividade deste em relação à gasolina C (contendo 27% de etanol anidro), em virtude da relação de preços entre os combustíveis estar abaixo de 70% desde maio de 2018.

Com a queda de preços da gasolina em novembro e dezembro, as vendas de etanol anidro registraram uma alta de 14,5%, em dezembro/18, em relação ao mês anterior. Na comparação com o mês de dezembro de 2017, as vendas de anidro caíram 10,4%.

No caso do hidratado, apesar de a produção de cana-de-açúcar da região Centro-Sul (principal região produtora do país) estar no período de entressafra, as vendas do biocombustível em dezembro/18 registraram aumento de 5,6%, em relação a novembro/18, e de 37,2% em relação a dezembro de 2017.

Os estoques elevados de hidratado refletiram em preços competitivos do biocombustível, resultando em vendas recordes em um período em que a maior parte das usinas já encerrou as atividades referentes ao ciclo 2018/19.

As vendas totais de biodiesel somaram 5,4 bilhões de litros, em 2018, ficando 25,5% acima do volume comercializado em 2017. No caso do óleo diesel, as vendas de 2018 superaram em 1,6% as do ano anterior, o que mostra uma recuperação da econo-

mia no período. O aumento da adição de biodiesel no combustível fóssil, passando de 8% para 10%, em março de 2018, contribuiu para um crescimento do consumo do biocombustível ainda maior do que o derivado fóssil em 2018.

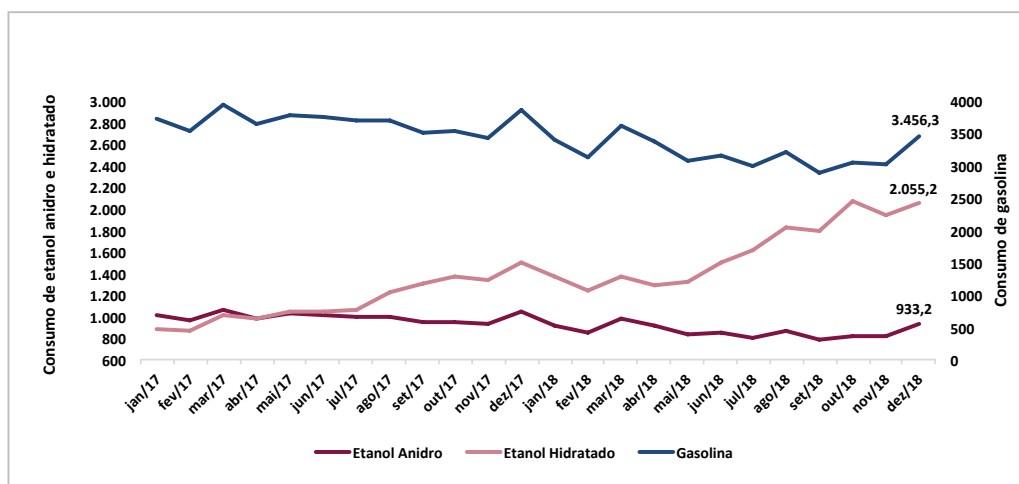
A demanda por biodiesel, em dezembro/18, registrou queda de 7,0% em relação a novembro/18, em virtude da redução das vendas de óleo diesel no mês, porém, em relação a dezembro/17, o consumo de biodiesel aumentou 29,6%.

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

Biocombustível	dez-18	acum-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	acum-18/acum-17
Etanol Anidro	933,2	10.355,0	14,5%	-10,4%	-13,1%
Etanol Hidratado	2.055,2	19.385,1	5,6%	37,2%	42,1%
Total Etanol	2.988,4	29.740,1	8,3%	17,7%	16,3%
Biodiesel	440,8	5.399,5	-7,0%	29,6%	25,5%

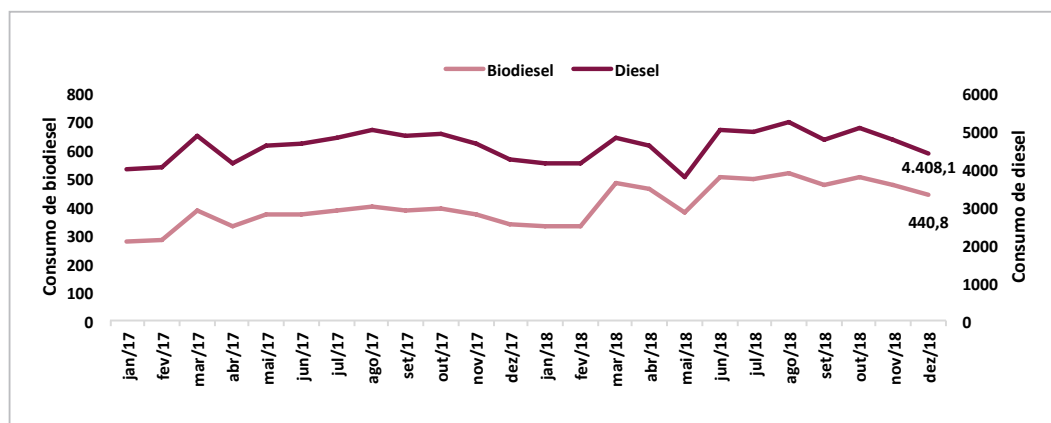
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.9 – Consumo mensal de etanol e gasolina em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.10 – 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

Apesar da aplicação de uma taxa de 20% sobre as importações de etanol em volumes acima de 600 milhões de litros anuais, o Brasil importou quase 1,8 bilhão de litros em 2018. Esse volume, no entanto, foi 2,8% inferior ao importado em 2017, quando as importações somaram 1,83 bilhão de litros. Em relação às exportações, estas cresceram 23,4% em relação ao ano anterior.

Em 2018, as importações superaram as exportações em 72 milhões de litros, enquanto, em 2017, essa diferença chegou a 446 milhões de litros.

As importações brasileiras têm origem principalmente dos Estados Unidos, enquanto as exportações são destinadas, majoritariamente, aos Estados Unidos, Coreia do Sul e Japão, segundo dados da UNICA.

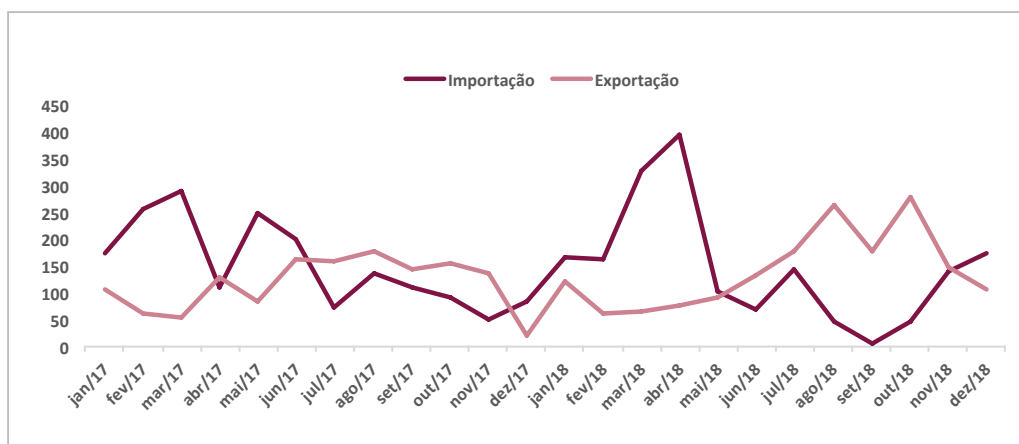
Em termos monetários, a balança comercial do biocombustível registrou um superávit de US\$ 155,4 MM (US\$ FOB), em 2018, enquanto em 2017 foi registrado um déficit de US\$ 91 MM.

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

Etanol	dez-18	acum-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	acum-18/acum-17
Importação	174,5	1.775,3	25,2%	106,2%	-2,8%
Exportação	107,7	1.703,3	-27,2%	469,0%	23,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 4.11 – Volumes anuais de importação e exportação de etanol em bilhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

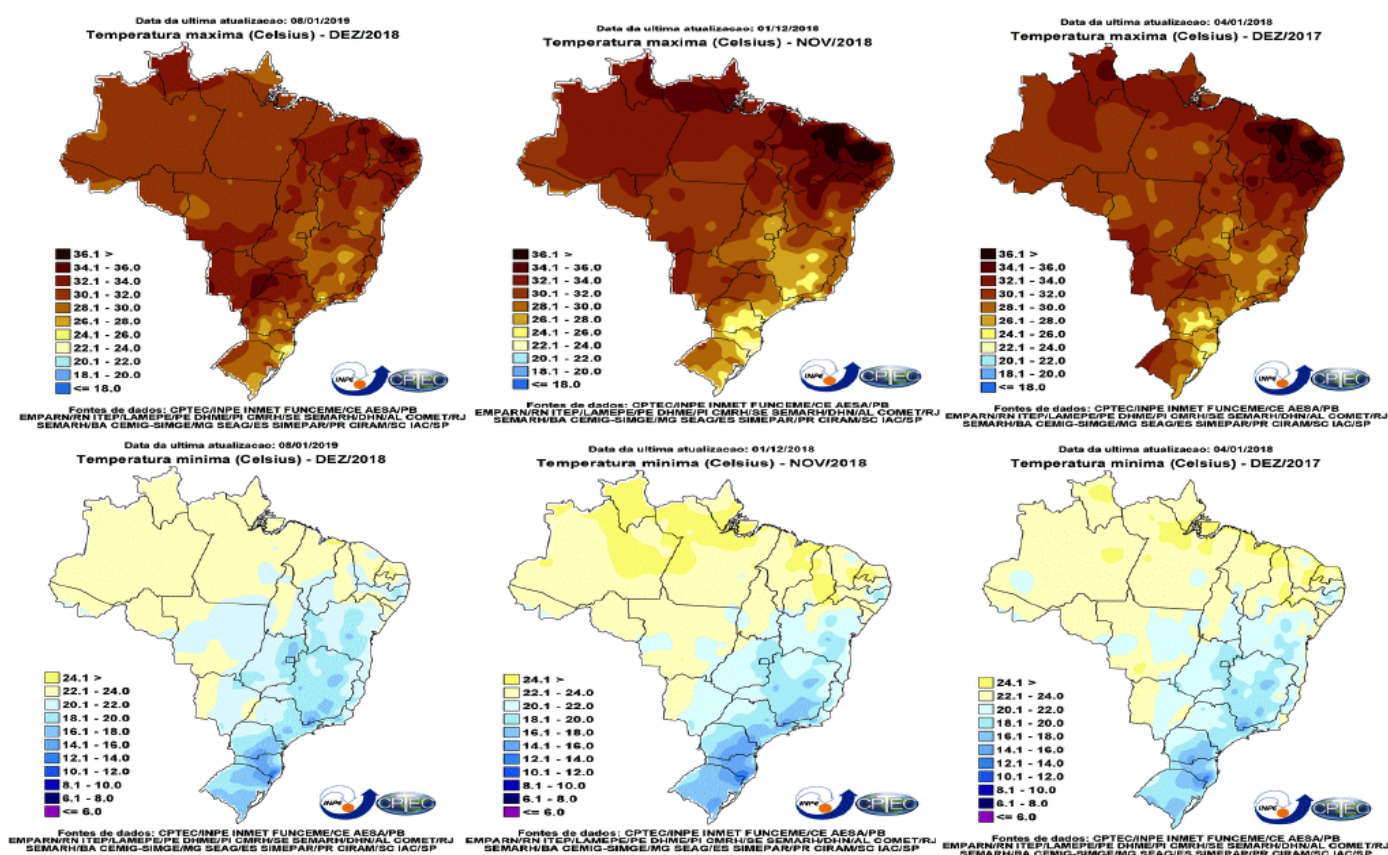
	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	39.788,34	1,56%	3,52%		39.175,87	38.434,79
S	11.821,34	1,10%	0,94%		11.692,72	11.710,68
NE	10.992,89	-3,58%	-0,52%		11.400,47	11.050,55
N	5.222,72	-3,18%	-3,74%		5.394,54	5.425,53
SIN	67.825,29	0,24%	1,81%		67.663,60	66.621,55

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

Na comparação com novembro de 2018, o consumo de energia total no SIN em dezembro foi praticamente constante, uma vez que houve um ligeiro aumento de 0,24%, como apresentado na Tabela 5.1. O consumo dos subsistemas SE/CO e S apresentaram uma variação positiva de 1,56% e 1,10%, respectivamente. Por outro lado, o NE e o N sofreram uma redução de 3,58% e 3,18%. Tanto o crescimento do consumo nos submercados SE/CO e S quanto a redução no NE e N podem estar associados a variação das temperaturas. Por meio

da Figura 5.1, que apresenta as temperaturas máximas e mínimas, é possível observar que estas aumentaram no SE/CO e S e, diminuiram no NE e N. Na comparação anual, o consumo de energia apresentou um acréscimo de 1,81%. A maior variação foi observada no subsistema SE/CO (3,52%). De forma similar à variação mensal, os submercados SE/CO e S tiveram aumento de consumo enquanto que o NE e N apresentaram uma redução, com destaque para o N onde a variação foi de -3,74%.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 5.2, entre os meses de novembro e dezembro de 2018, a geração total de energia no SIN apresentou um pequeno aumento de 0,59%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, devido à melhoria nos níveis dos reservatórios, aumentou sua geração em 7,20%. Além da fonte hidráulica, observou-se também um acréscimo de 22,33% na geração solar e de 37,11% na geração nuclear. Esse

último é devido à retomada das atividades da usina de Angra I, no começo de dezembro, após parada para reabastecimento de combustível. Por outro lado, a geração eólica, acompanhando a complementaridade observada historicamente com a fonte hídrica, diminuiu em dezembro. O aumento da geração hidráulica possibilitou a redução da geração térmica, mais cara e poluente. Isto favoreceu a redução do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh) em 6,28%, como pode ser observado na Tabela 5.3.

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

		dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	Hidráulica	24.868,44	10,97%	6,38%		22.409,15	23.377,10
	Nuclear	1.870,63	37,11%	3,36%		1.364,29	1.809,75
	Térmica	3.054,12	-29,25%	-46,31%		4.316,58	5.688,21
	Eólica	6,52	-29,57%	-20,46%		9,25	8,19
	Solar	141,71	34,69%	168,22%		105,21	52,83
	Total	29.941,41	6,16%	-3,22%		28.204,48	30.936,09
S	Hidráulica	8.491,62	-24,15%	16,54%		11.195,47	7.286,29
	Térmica	785,70	-9,00%	-23,88%		863,41	1.032,13
	Eólica	666,79	-20,03%	-16,35%		833,80	797,12
	Solar	0,54	9,64%	-9,75%		0,49	0,60
	Total	9.944,65	-22,87%	9,09%		12.893,17	9.116,14
NE	Hidráulica	2.259,00	11,49%	28,03%		2.026,20	1.764,43
	Térmica	1.395,20	12,40%	-51,91%		1.241,26	2.901,21
	Eólica	4.338,92	-29,09%	5,48%		6.118,70	4.113,63
	Solar	309,17	17,41%	98,37%		263,32	155,85
	Total	8.302,29	-13,96%	-7,08%		9.649,47	8.935,13
N	Hidráulica	9.686,71	136,57%	112,58%		4.094,62	4.556,73
	Térmica	908,22	-40,36%	-63,83%		1.522,90	2.511,00
	Eólica	102,43	-44,22%	-35,71%		183,64	159,31
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	10.697,36	84,40%	48,02%		5.801,16	7.227,05
Itaipu		8.901,52	-17,91%	-13,99%		10.843,16	10.349,25
Total	Hidráulica	54.207,28	7,20%	14,52%		50.568,60	47.333,81
	Nuclear	1.870,63	37,11%	3,36%		1.364,29	1.809,75
	Térmica	6.143,26	-22,67%	-49,37%		7.944,14	12.132,55
	Eólica	5.114,66	-28,42%	0,72%		7.145,39	5.078,26
	Solar	451,42	22,33%	115,70%		369,02	209,28
SIN		67.787,24	0,59%	1,84%		67.391,45	66.563,66

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um incremento de 1,84% na geração total do sistema. A solar apresentou um aumento de 115,70%, seguida pela geração hidráulica (14,52%), nuclear (3,36%) e eólica (0,72%).

Por outro lado, a geração térmica apresentou uma redução de 49,37%. Essa diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 61,55% do fator de emissão de GEE (tCO₂/MWh).

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

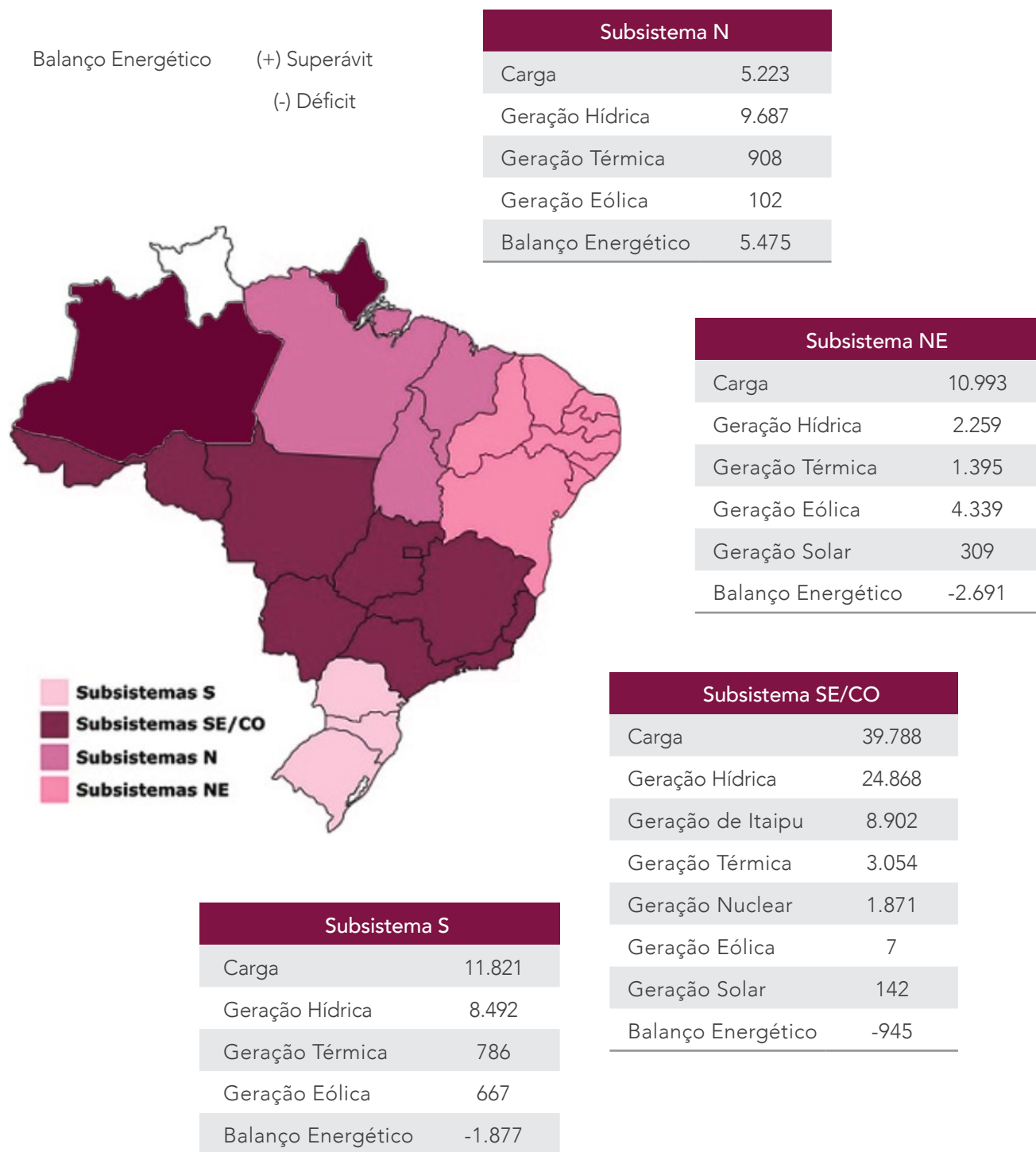
	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SIN	0,0343	-6,28%	-61,55%		0,0366	0,0892

* 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 dezembro de 2018 os subsistemas SE/CO, S e NE foram deficitários, precisando receber assim 945 MWMed, 1.877 MWMed e 2.691 MWMed, respectivamente. Essa energia foi majori-

tariamente suprida pelo subsistema N, com superávit de 5.475 MWMed. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 38 MWMed, o que representa uma redução de 86,18% quando comparado ao mês anterior.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
S - SE/CO	-1.839,00	-224,68%	27,50%		1.475,00	-2.536,65
Internacional - S	38,00	-86,18%	-34,37%		275,00	57,90
N - NE	2.223,00	295,55%	103,97%		562,00	1.089,88
N - SE/CO	3.251,00	2183,97%	356,83%		-156,00	711,64
SE/CO - NE	447,00	-62,50%	-56,41%		1.192,00	1.025,54

* Tendências nos últimos 12 meses

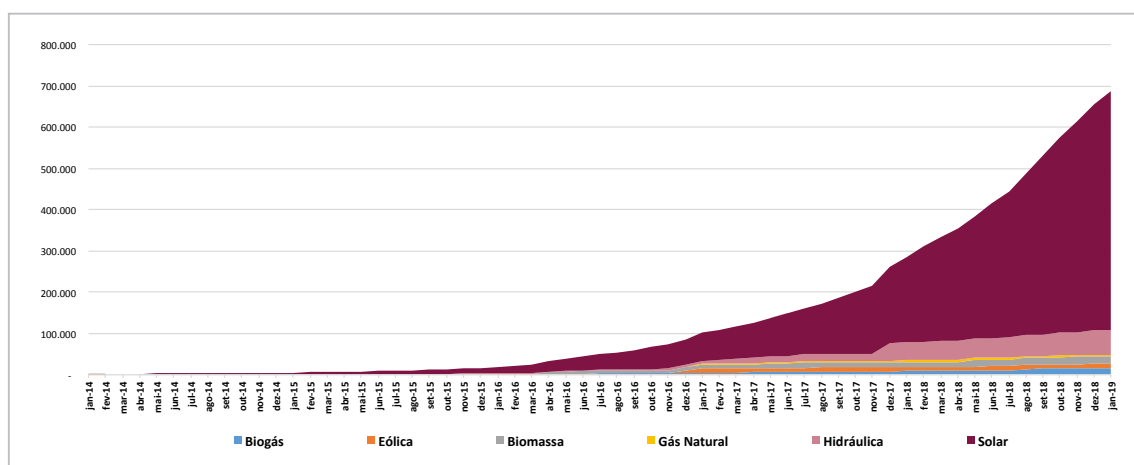
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em janeiro, a Micro e Mini Geração Descentralizada - MMGD adicionou ao setor elétrico 33,5 MW e alcançou o valor global de 687 MW, sendo 84,3%

solar fotovoltaica, 8,7% hidráulica, 2,7% biomassa, 2,3% biogás, 1,5% eólica e 0,6% gás natural a partir de cogeração qualificada – 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

Com expansão mensal de 5,1% e anual de 142,5%, a ANEEL avança com relação ao equilíbrio desse mercado e o futuro do mecanismo de compensação financeira.

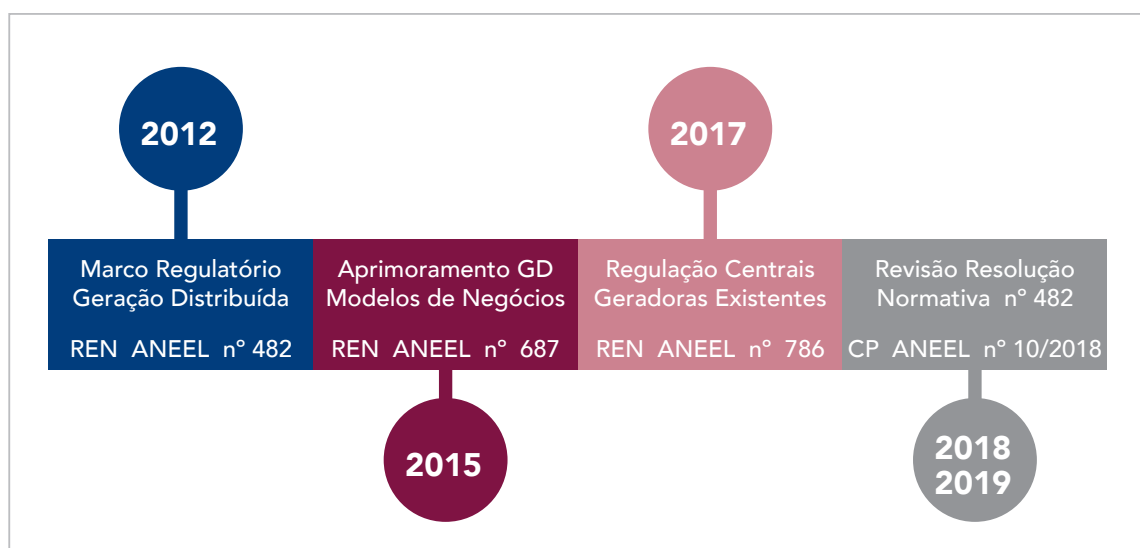
Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, com objetivo de incentivar através do *netmetering*¹⁵ o desenvolvimento do mercado brasileiro de MMGD.

Em 2015, a ANEEL identificou oportunidades de melhoria no ambiente de negócios da Geração Distribuída e por meio da REN nº 687, elevou a potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para

fontes hídricas) e criou os modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

Em seguida, no ano de 2017, a ANEEL publicou a REN nº 786 que aumentou para 5 MW o limite da GD hidráulica e proibiu a mudança de regime regulatório das centrais geradoras já existentes para MMGD. O objetivo era corrigir uma distorção do mercado, na qual muitas centrais geradoras com perfil de MMGD solicitaram mudança de regime regulatório. A Figura 5.4 apresenta a linha do tempo regulatória da geração distribuída no Brasil.

Figura 5.4: Linha do Tempo Regulatória da Geração Distribuída



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2019.

¹⁵ O *netmetering* é um dos mecanismos de incentivos adotados para as fontes renováveis e geração distribuída no mundo, baseado no sistema de compensação de energia elétrica, no qual o consumidor passa a ser um pequeno gerador e a energia produzida é usada para abater o consumo da unidade.

Apesar dos benefícios da MMGD, as distribuidoras e alguns consumidores apontam que o atual *netmetering* não prevê a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria. Na ótica dos instaladores e consumidores com MMGD, estes avaliam que há benefícios socioeconômicos e solicitam a permanência do modelo atual até ser alcançada a maturidade por esse mercado. Dessa forma, cabe à ANEEL realizar uma Análise de Impacto Regulatório – AIR, pela necessidade de encontrar o equilíbrio desse mercado, por meio de um novo modelo de *netmetering* que mostre os custos e benefícios de cada alternativa sob as óticas do consumidor que deseja instalar a micro

ou minigeração, a da distribuidora de energia elétrica que deseja ser remunerada pelo uso de sua rede e a dos demais usuários da distribuição que não fazem parte desse modelo de negócios.

Sabendo disso, a ANEEL lançou, em 2018, a Consulta Pública nº 10 para envolver os agentes do setor elétrico e a sociedade na elaboração do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre as regras para o mercado de MMGD nos próximos anos. No total foram recebidas 1.511 contribuições de 136 interessados. A partir dessas contribuições, de forma a manter a isonomia deste mercado, a ANEEL sugeriu os seguintes critérios de alocação da MMGD (veja Figura 5.5):

Figura 5.4: Linha do Tempo Regulatória da Geração Distribuída

COMPONENTES DA TARIFA		RESOLUÇÃO Nº 482	CONSULTA PÚBLICA Nº 10/2018				
			CONSUMO LOCAL		CONSUMO REMOTO		
			TRANSIÇÃO	NOVA REGRA	TRANSIÇÃO 1	TRANSIÇÃO 2	NOVA REGRA
TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	Fio B	REGRA ATUAL	Até 3,365 GW	COMPENSAÇÃO	Até 1,25 GW	COMPENSAÇÃO	COMPENSAÇÃO
	Fio A			Após 3,365 GW		Entre 1,25 GW e 2,13 GW	
	Encargos						
	Perdas						
TE Tarifa de Energia	Encargos						Energia

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2019.

Compensação na própria unidade consumidora: os cálculos da agência apontam que seria possível manter a regra atual até que o mercado de MMGD se consolide e atinja 3,365 GW em todo país. Após alcançar esta meta, o *netmetering* será parcial e os consumidores com MMGD deverão pagar a parcela referente à TUSD Fio B¹⁶ da sua distribuidora.

Autoconsumo remoto: a ANEEL analisou um período de transição, no qual permite a manutenção das regras atuais até atingir 1,25GW de capaci-

dade instalada. Ao alcançar este patamar e até 2,13 GW, os produtores de energia descentralizada remotamente passarão a pagar a parcela referente à TUSD Fio B. Em seguida, quando o mercado for superior a 2,13 GW, a MMGD será onerada referente à TUSD Fio B, Fio A¹⁷ e Encargos.

A partir da Tabela 5.5, a FGV Energia acompanhará a evolução do período de transição entre as regras atuais para o novo modelo de *netmetering*, observando a evolução da potência instalada em cada modalidade de consumo.

Tabela 5.5 – Evolução da Capacidade Instalada (kW) por modalidade de Consumo

SETORES	dez/17		dez/18		dez-18/dez-17	
	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW
Residencial	17.242	73.947	39.682	194.078	130,1%	162,5%
Comercial	3.463	118.054	8.950	291.263	158,4%	146,7%
Rural	694	22.410	2.509	64.640	261,5%	188,4%
Industrial	508	35.563	1.472	84.100	189,8%	136,5%
Serviço Público	258	10.770	422	18.349	63,6%	70,4%
Iluminação Pública	4	30	10	249	150,0%	724,5%
TOTAL	22.169	260.773	53.045	652.678	139,3%	150,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

E) DISPONIBILIDADE

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

	dez-18		dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18		dez-17	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	45.332,00	95,49%	12,56%	1,84%		40.273,00	129,81%	44.512,00	95,03%
S	5.973,00	78,79%	-44,38%	-8,38%		10.738,00	113,12%	6.519,00	85,87%
NE	8.857,00	88,73%	148,23%	60,22%		3.568,00	66,12%	5.528,00	55,10%
N	11.698,00	141,19%	254,27%	164,84%		3.302,00	81,66%	4.417,00	74,40%
SIN	71.860,00	-	24,15%	17,85%		57.881,00	-	60.976,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

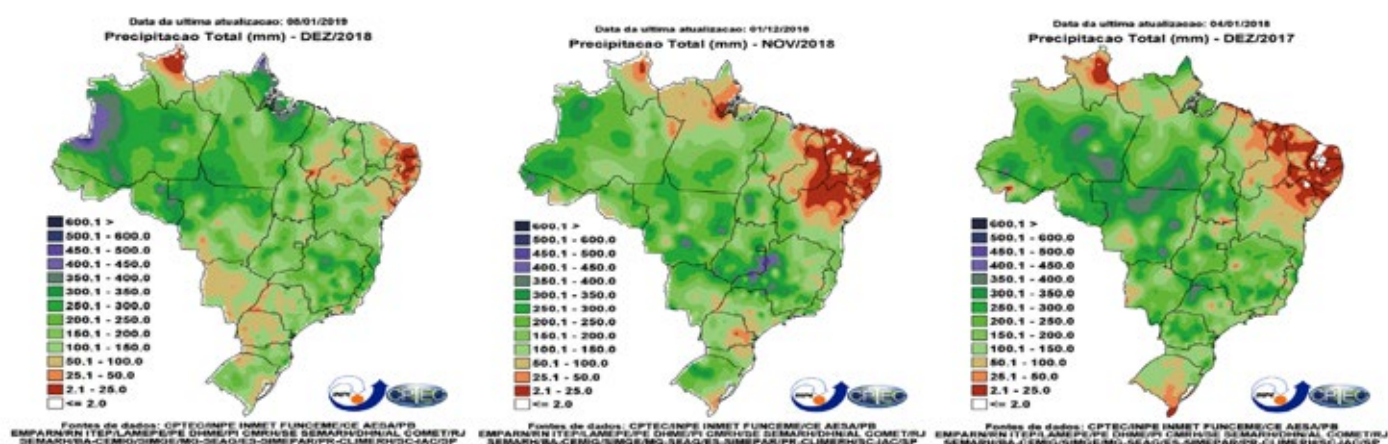
¹⁶ A TUSD Fio B representa os custos gerenciáveis da distribuidora, representado pelos custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital e cota de depreciação. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

¹⁷ A TUST FIO A engloba custos de aquisição, transporte e encargos setoriais de energia elétrica e representa a maior parte dos custos não gerenciáveis pela distribuidora, relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica.

A Tabela 5.6 e a Figura 5.6 mostram um aumento da precipitação total de dezembro de 2018, em comparação com novembro, fazendo com que a disponibilidade hídrica crescesse 24,15%. Dessa forma, a ENA disponível aumentou significativamente nos submercados SE/CO (12,56%), NE (148,23%) e N (254,27%).

Por outro lado, o S apresentou uma redução de 44,38%. Ao se observar a relação entre ENA e MLT¹⁸, pode-se perceber que apenas a disponibilidade hídrica no N é acima da média histórica, 141,19%. Por outro lado, no SE/CO, no S e no NE, esses valores estão bem abaixo das médias históricas.

Figura 5.6: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para dez/18, nov/18 e dez/17.



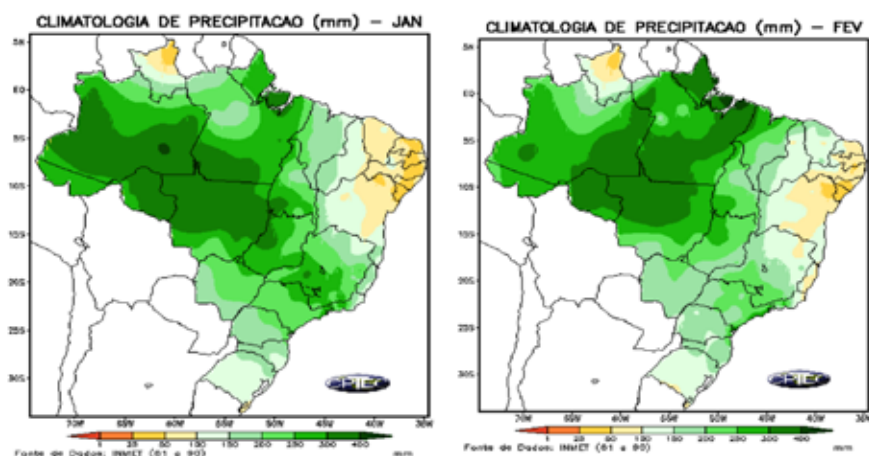
Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de dezembro de 2018 foi maior do que a de dezembro de 2017, pois houve um aumento de 17,85%. Os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram uma variação positiva de 1,84%, 60,22% e 164,84%, respectivamente. Por outro lado, o S apresentou uma variação negativa de 8,38%.

A Figura 5.7 apresenta a pluviosidade média para os meses de janeiro e fevereiro de 2019, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação. Assim, a expectativa é que haja uma melhora na disponibilidade hídrica nos próximos meses.

¹⁸ A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 5.7: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para janeiro e fevereiro de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

F) ESTOQUE

Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de novembro e dezembro de 2018, foi registrado um aumento de 13,24% na Energia Armazenada (EAR) do SIN. Contudo, mesmo com esse aumento, o volume armazenado representa apenas 31,91% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. No SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, a variação foi 14,34%, fazendo com que o volume do reservatório atingisse 27,51% da sua capacidade total. Os subsistemas NE e N também apresentaram variação positiva, contudo, o nível de armazenamento

nesses ainda não é confortável. O subsistema S apresentou a melhor situação em dezembro, com nível de seu reservatório de aproximadamente 59%. Todavia, esse volume é 14,61% menor do que o mês anterior.

Tendo em vista a análise anual, pode-se perceber uma melhora relevante em todos os subsistemas. Houve um aumento de 37,31% na EAR, com destaque para o subsistema NE onde a variação foi de +214,46%. Todavia, vale destacar que, embora os níveis da EAR tenham melhorado, a sua situação ainda é delicada. A Figura 5.8 apresenta o histórico de energia armazenada nos últimos 4 anos.

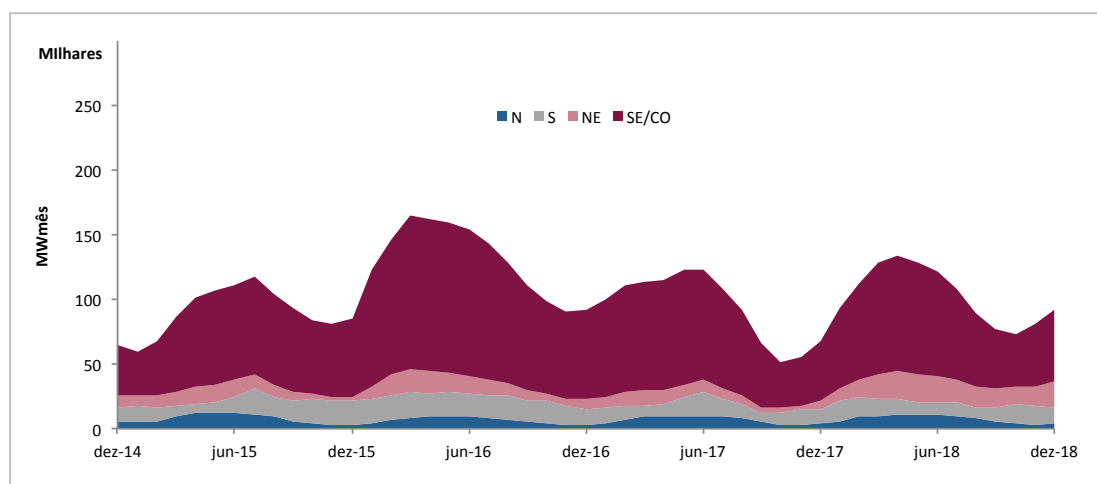
Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	dez-18		dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18		dez-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	55.931	27,51%	14,34%	21,82%		48.916	24,06%	45.912	22,58%
S	11.927	59,34%	-14,61%	4,02%		13.968	69,49%	11.466	57,05%
NE	20.654	39,85%	32,87%	214,46%		15.544	29,99%	6.568	12,68%
N	4.111	27,32%	22,10%	17,19%		3.367	22,38%	3.508	23,32%
SIN	92.623	31,91%	13,24%	37,31%		81.795	28,18%	67.454	23,24%

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Figura 5.8: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de novembro e dezembro de 2018 houve uma significativa redução no CMO em todos os submercados, como pode ser observado na Tabela 5.8. Esta redução decorre de uma maior disponibilidade hídrica devido à chegada do período chuvoso e, conseqüentemente, uma diminuição da geração térmica. A maior redução foi observada no SE/CO, onde o CMO foi

62,02% menor. Em seguida ficaram o S, com uma redução de 48,51%, e o NE e N com uma redução de 29,82%. Na comparação anual, também foi evidenciada uma variação negativa, sendo o CMO de dezembro de 2018 consideravelmente menor do que o de dezembro de 2017. As reduções observadas foram de 79,81% no SE/CO, 72,70% no S, 62,63% no NE e 62,25% no N.

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

	dez-18	dez-18/nov-18	dez-18/dez-17	Tendências*	nov-18	dez-17
SE/CO	44,51	-62,02%	-79,81%		117,18	220,46
S	60,34	-48,51%	-72,70%		117,18	220,98
NE	82,24	-29,82%	-62,63%		117,18	220,07
N	82,24	-29,82%	-62,25%		117,18	217,86

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.9, ao longo do último período, foi verificado o processo de reajuste tarifário apenas na Energisa Borborema.

A Energisa Borborema, localizada no estado da

Paraíba, e que atende 212 mil unidades consumidoras, teve um reajuste tarifário médio de 4,36%, sendo 4,60% na baixa tensão e 3,81% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 4 de fevereiro de 2019.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Energisa Borborema	Energisa Borborema	PB	4,36%	04/fev

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Entre fevereiro de 2019 e dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 18.688 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10, até o final de 2019,

a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 5.158,21 MW, sendo aproximadamente 17,14% em termelétrica, 0,8% em Biomassa, 6,69% em Solar, 65,64% em hidrelétrica, 2,11% em PCH e 7,62% em eólica.

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

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	884,27	1.691,89	2.201,00	50,00	1.672,60	-	-	6.500
Biomassa	41,02	226,56	301,95	59,80	140,00	-	-	769
Solar	345,01	5,00	844	494,86	-	-	-	1.689
Hidrelétrica	3.385,91	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.739
PCH	108,80	311,59	528,61	282,93	57,45	6,50	-	1.296
Eólica	393,20	897,20	138,30	538,98	1.207,63	519,40	-	3.695
Total	5.158,21	4.354,46	4.045,86	1.426,57	3.176,58	525,90	-	18.688

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou no dia 22/01/2019 o resultado dos Leilões nº 05/2018 e nº 6/2018 (A-1/2018 e A-2/2018). O leilão foi destinado à contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos

de geração existentes, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2019 (A-1) e 1º de janeiro de 2020 (A-2). No Leilão A-1/2018, foram negociados 4 lotes. No Leilão A-2/2018 foram negociados 359 lotes.

O Leilão de Transmissão, realizado no dia 20/12/2018, fechou com contratos que vão gerar investimentos recordes de cerca de R\$ 13,2 bilhões de reais, o maior volume de aportes vinculados a um leilão de transmissão na história da ANEEL. Além do volume de investimentos, esse leilão tem recorde também na estimativa de geração de empregos, de 28 mil postos de trabalho diretos. Segundo o diretor-geral da ANEEL, André Pepitone, "A soma de ambiente estável, atrativo e de confiança é o que propicia participação expressiva dos investidores". Todos os 16 lotes oferecidos foram arrematados e a

disputa entre os participantes assegurou um deságio médio de 46%, o que significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para modicidade tarifária de energia. Os vencedores do leilão vão construir e operar 55 linhas de transmissão, com 7.152 km de extensão, e 25 subestações com capacidade de transformação de 14.819 MVA nos estados do Amazonas, Amapá, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

S E T O R Ó I L E O E G Á S	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
	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

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	MME - Consulta Pública nº 65	
	Descrição	Proposta para Procedimento de Elaboração do Plano Nacional de Energia - PNE	
	Etapas		Data
	Período da Consulta Pública		28/12/2018 à 24/02/2019
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019	
	Descrição	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.	
	Etapas		Data
	Realização		a definir
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 002/2019	
	Descrição	Obter subsídios para a revisão do Plano de Dados ANEEL referente ao biênio 20018-2019.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2018	
	Descrição	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 059/2018	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômica.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 20/12/2018 a 18/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 001/2019	
	Descrição	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012).	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 24/01/2019 a 19/04/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 003/2019	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da regulamentação de critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões de geração prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 27/03/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 004/2019	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quinta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Ceará - Coelce (Enel CE), a vigorar a partir de 22 de abril de 2019, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2019 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 23/01/2019 a 11/03/2019



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)

Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia