



BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

EDITORIAL

O nexo água-energia: a importância dos recursos hídricos para setor energético

OPINIÃO

Sérgio Ayrimoraes, Thiago Fontenelle e Marcelo Cruz

Reservatórios artificiais e seus efeitos no balanço hídrico nacional

André Vieira

A eficiência de uso da água na geração elétrica

João Soito

Usos múltiplos da água

Heloísa Teixeira Firmo

A velha e boa hidroeletricidade

Fernanda Delgado, Vivian de Mello Cionek, Larissa de Farias Nunes e Sabrina Lora Henn

A utilização dos recursos hídricos no fraturamento hidráulico

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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

EDITORIAL

O nexo água-energia: a importância dos recursos hídricos para setor energético 04

OPINIÃO

Reservatórios artificiais e seus efeitos no balanço hídrico nacional 07

A eficiência de uso da água na geração elétrica..... 13

Usos múltiplos da água 21

A velha e boa hidreletricidade..... 28

A utilização dos recursos hídricos no fraturamento hidráulico 33

PETRÓLEO 43

Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial 43

Derivados do Petróleo 49

GÁS NATURAL..... 51

Produção e Importação..... 51

Consumo 53

Preços 54

Informações relevantes para o setor 56

BIOCOMBUSTÍVEIS 58

Produção..... 58

Preços 61

Consumo 62

Importação e Exportação de etanol..... 64

Decisões recentes que afetam o setor 65

SETOR ELÉTRICO 66

Demanda 66

Oferta 67

Balanço Energético 69

Disponibilidade..... 70

Estoque..... 72

Custo Marginal de Operação – CMO 73

Tarifas de Energia Elétrica..... 73

Expansão 74

Micro e Minigeração Distribuída..... 74

Leilões 77

ANEXO..... 78



EDITORIAL*

O nexos água-energia: a importância dos recursos hídricos para setor energético

A eficiência energética é um assunto muito explorado tanto no ambiente da produção quanto no do consumo de energia, porém a eficiência relacionada ao uso da água não recebe a mesma atenção. No Brasil, dada a enorme disponibilidade hídrica, há uma sensação de que se trata de um recurso inesgotável, o que não é verdade. Os diferentes usos da água afetam não só a quantidade disponível como a sua qualidade. Assim, ter água em quantidade suficiente e na qualidade necessária para cada fim é primordial para o desenvolvimento econômico do país.

Os sistemas de água e energia são intrinsecamente interdependentes. As atividades relacionadas à utilização de água, como tratamento, bombeamento e dessalinização, demandam grande quantidade de energia. Ao mesmo tempo, a água é essencial para a produção de energia e não apenas quando

se trata de geração hidrelétrica. Ela é utilizada na extração de petróleo e gás, em processos de refino e produção de derivados, na produção de biomassa e biocombustíveis, bem como nas etapas de resfriamento em usinas termelétricas e nucleares e até em fontes renováveis, seja como fluido de trabalho no caso, por exemplo, da heliotérmica, ou para limpeza e manutenção de componentes, como no caso de painéis fotovoltaicos.

A quantidade de água utilizada varia muito entre as fontes de energia. No caso das usinas hidrelétricas, apesar de totalmente baseada no recurso hídrico, a utilização da água não é caracterizada como consumo, uma vez que praticamente a totalidade permanece no corpo hídrico, ocorrendo perdas físicas principalmente por evaporação nos reservatórios e perdas hidráulicas ao longo do processo. A qualidade da água, no entanto, pode se deteriorar consi-

deravelmente. Segundo dados da ANEEL (2019)¹, no Brasil, há 1.344 empreendimentos hidrelétricos em operação, sendo 703 centrais de geração hidrelétrica (CGH), 424 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 217 usinas hidrelétricas (UHE).

As usinas termelétricas são as que mais demandam água, principalmente para os processos de resfriamento. De acordo com a Agência Nacional de Águas (ANA, 2018)², apesar de as termelétricas serem responsáveis por 3,8% da água captada no país, elas respondem por apenas 0,2% da água consumida, uma vez que grande parte do que é captado retorna para os corpos hídricos. É preciso destacar, no entanto, que a qualidade da água que retorna desses processos é alterada, com um aumento significativo de temperatura, o que pode impactar o meio ambiente ao redor do estabelecimento.

A relação entre a disponibilidade de recursos hídricos e de fontes energéticas é tema de diversas pesquisas, sendo chamado de nexo água-energia. Os estudos a respeito dessa associação se voltam para o uso eficiente dos recursos, com o objetivo de contribuir para o planejamento e o desenvolvimento de políticas públicas que garantam as mesmas condições de acesso a água e energia às futuras gerações. O assunto tem ganhado cada vez mais relevância, uma vez que os recursos hídricos disponíveis começam a sofrer reduções e a geração de energia tem enfrentado dificuldade para suprir a demanda, segundo NOURI et al. (2019)³.

No setor energético, restrições de disponibilidade de água podem interferir na confiabilidade das operações já existentes, bem como na viabilidade técnica, econômica e ambiental de projetos futuros, uma vez que se faz necessária uma garantia de vazão à jusante dos empreendimentos hidrelétricos seja para fins de captação, cascadeamento de usinas ou ecológicos. De acordo com a IEA (*International Energy Agency*)⁴, a escassez de água já está afetando a produção e a confiabilidade da produção energética e há crescente incerteza a respeito da quantidade de água que estará acessível no futuro e de como as mudanças climáticas impactarão tais recursos.

Com uma participação de 65,2% de hidrelétricas e de 29,6% de termelétricas na matriz elétrica, o Brasil é extremamente dependente de recursos hídricos para a geração de energia. Ainda que a água seja abundante no país, episódios recentes de escassez hídrica em diversas regiões reforçam a importância da adoção de medidas que promovam a maior diversidade de fontes e, principalmente, o uso eficiente da água.

Nesse sentido, o Boletim de Conjuntura deste mês traz como tema a relação entre água e energia no sistema elétrico brasileiro. A primeira coluna, de autoria de Sérgio Ayrimoraes, Thiago Henriques Fontenelle e Marcelo Cruz, da Agência Nacional de Águas (ANA), aborda os efeitos dos reservatórios artificiais em usinas hidrelétricas no balanço hídrico

¹ Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

² Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2018

³ NOURI, Narjes et al. Water withdrawal and consumption reduction for electrical energy generation systems. *Applied Energy*, v. 248, p. 196-206, 2019

⁴ Disponível em: <https://www.iea.org/weo/water/>

nacional, enquanto a segunda coluna, de André Vieira, engenheiro do complexo siderúrgico da Ternium, trata da eficiência de uso da água na geração elétrica. No terceiro texto deste mês, João Soito, engenheiro de Furnas, debate os usos múltiplos da água, e, logo em seguida, Heloisa Teixeira Firmo,

professora da UFRJ, analisa o papel das hidrelétricas no armazenamento de energia para o SIN a partir de sua energia firme. Na última coluna deste Boletim, Fernanda Delgado, pesquisadora da FGV Energia, traz uma discussão a respeito do uso de água em reservatórios não convencionais de petróleo e gás.

* 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

Reservatórios artificiais e seus efeitos no balanço hídrico nacional

*Por Sérgio Ayrimoraes, Thiago Fontenelle e Marcelo Cruz**

O Balanço Hídrico sintetiza a relação entre a oferta e os usos da água no território brasileiro, apontando áreas críticas atuais e futuras que requerem ações de gestão e obras de infraestrutura para garantia da segurança hídrica. Os reservatórios artificiais são importantes para o incremento da oferta hídrica de uma bacia hidrográfica, sendo uma das principais alternativas para situações de escassez. Mas, também, criam demandas tanto por atrair usos para o lago quanto pelo efeito da evaporação líquida.

O aumento da regularidade e da disponibilidade hídrica em períodos de escassez, propiciada por reservatórios artificiais, resulta em diversos benefícios, notadamente em regiões mais vulneráveis como o Semiárido, sendo essencial à garantia do suprimento de água. Os reservatórios construídos potencializam a disponibilidade hídrica superficial. Ao armazenar água nos períodos úmidos, os reser-

vatórios artificiais podem liberar parte do volume armazenado nos períodos de estiagem, regularizando e diminuindo as flutuações sazonais das vazões. A recuperação dos volumes, no entanto, depende do aporte de água dos rios nos períodos úmidos, que por sua vez dependem prioritariamente do regime de chuvas.

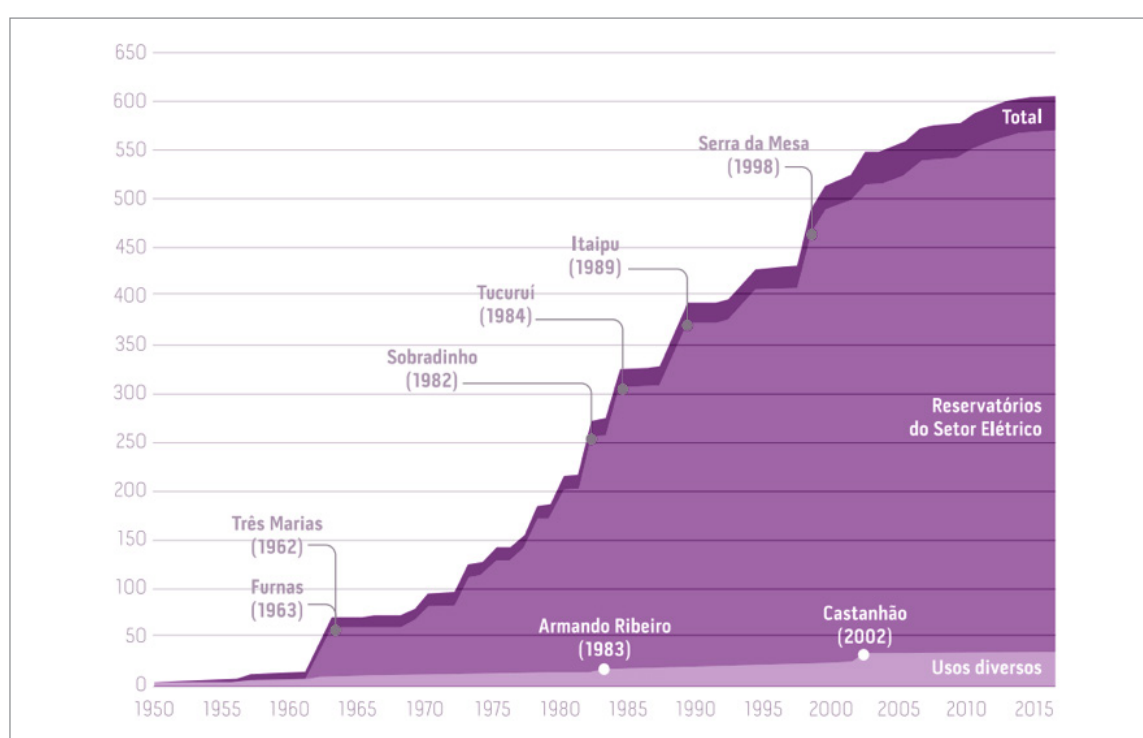
A evolução da reservação de água no país foi intensificada a partir de 1950, com destaque para a grande representatividade do volume dos reservatórios do setor elétrico em relação a capacidade total de armazenamento. Do total de 1.959 reservatórios, com capacidade total de armazenamento somando 620,4 bilhões de m³ no país (Figura 1), 92,7% são de reservatórios utilizados primordialmente para a geração de energia hidrelétrica. A maior capacidade de armazenamento de água, considerando a parcela do volume útil total dos 160

reservatórios integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) de geração de energia hidrelétrica, encontra-se em três Regiões Hidrográficas: Paraná, Tocantins-Araguaia e São Francisco. Essas três regiões totalizam cerca de 88% do volume útil do SIN.

O Brasil possuía 172.837 reservatórios artificiais mapeados em 2017 (Figura 2), ocupando uma área

superficial de quase 45 mil km². No ano de 2017 houve atualização da base de massas d'água da Agência Nacional de Águas (ANA), que contemplou os biomas Mata Atlântica, Cerrado, Pampa e Caatinga, utilizando imagens de alta resolução espacial, o que contribuiu para a inserção de aproximadamente 180 mil novos lagos e reservatórios na base de dados¹.

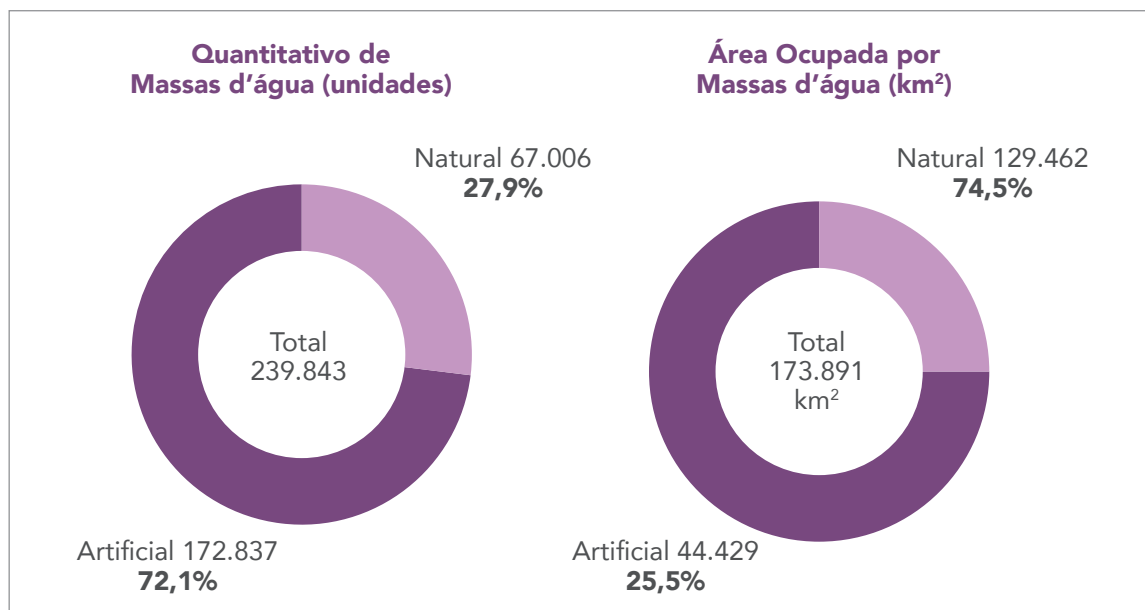
Figura 1 – Evolução da capacidade de reservação de água no Brasil



Fonte: ANA – Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2017 (<http://conjuntura.ana.gov.br>)

¹ Disponível em goo.gl/ieogV7

Figura 2 – Quantitativo e área ocupada por massas d'água no Brasil – artificiais e naturais



Fonte: ANA – Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2018 (<http://conjuntura.ana.gov.br>)

A construção de um reservatório também gera efeitos sobre o balanço hídrico pelo componente dos usos, sendo a evaporação líquida o efeito mais imediato. A evaporação líquida é dada pela diferença entre a evaporação real de um espelho (evaporação bruta do lago) e a evapotranspiração real esperada para a mesma área caso não existisse o reservatório². Contabiliza, portanto, o uso de água adicional causado pelo reservatório, em função das condições ambientais locais e das suas características de construção e operação. Em superfícies livres de água, a temperatura do ar, o vento e a pressão de vapor interferem com mais intensidade no fenômeno de evaporação.

Recentemente, a Agência Nacional de Águas lançou o Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil³, que chama a atenção para o consumo de água

pela evaporação de reservatórios artificiais. Foram avaliados 7.360 reservatórios com área acima de 20 hectares, sendo 148 integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Embora em menor número, os reservatórios do SIN ocupam uma área da ordem de 31 mil km², o que corresponde a 76,5% da área total avaliada. Cabe ressaltar, ainda, que embora construídos para geração elétrica, esses reservatórios atendem usos múltiplos, como turismo, lazer, dessedentação animal, aquicultura e abastecimento humano. A evaporação líquida é uso múltiplo da água e não deve ser diretamente atribuída a um setor usuário.

Empregando melhorias em métodos e em bases de dados, detalhadas no Manual de Usos Consuntivos, a ANA estima que em 2017 foram consumidos 670 mil litros por segundo por evaporação

² A evapotranspiração real corresponde à água transportada da superfície terrestre para a atmosfera por evaporação do solo e por transpiração das plantas, em condições ambientais reais.

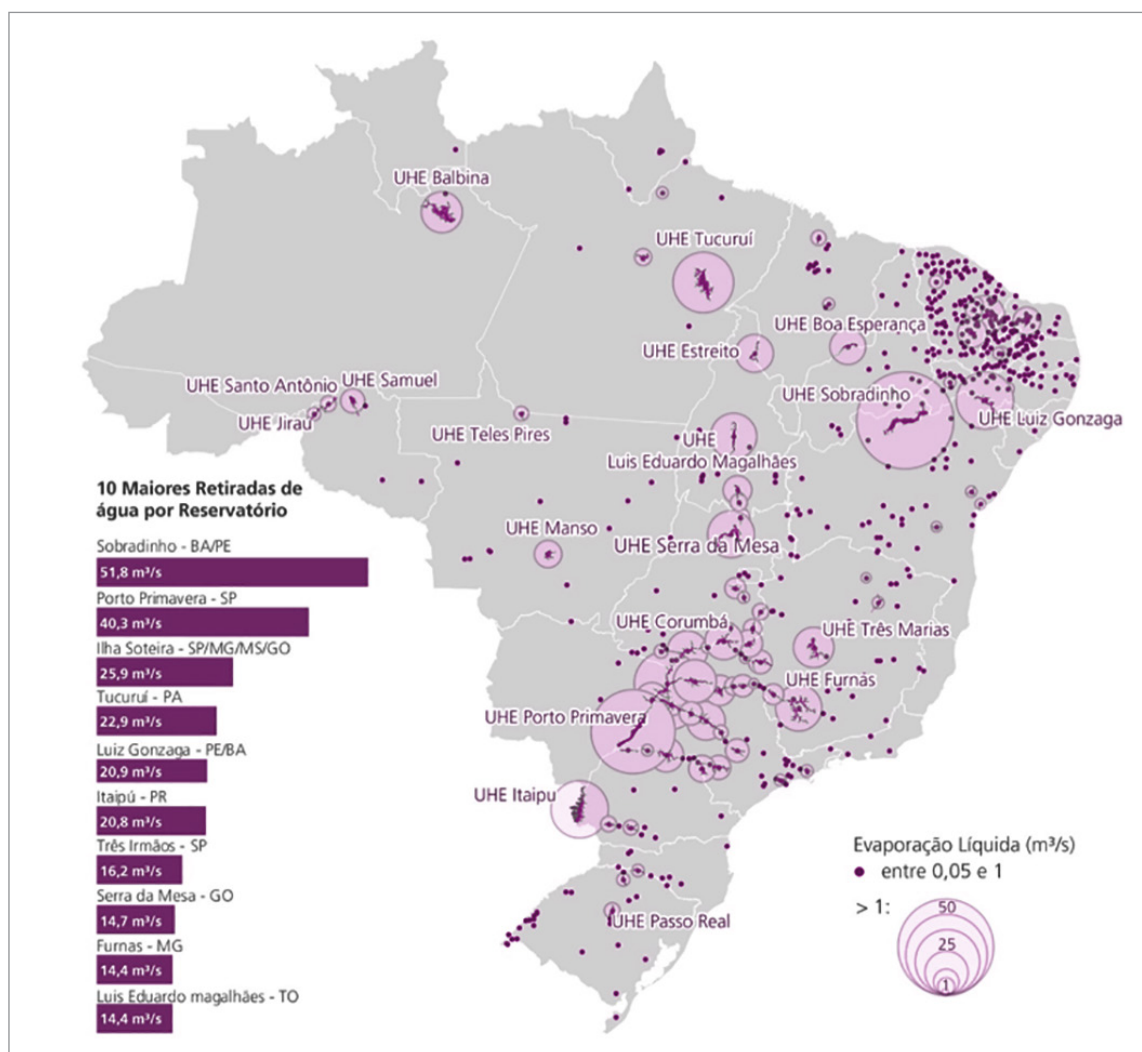
³ A publicação, assim como mapas interativos, painéis de indicadores e dados desagregados, podem ser acessados em www.snirh.gov.br > Usos da Água.

líquida (Figura 3). Esse uso apresenta alta variabilidade intra e interanual, em função das condições climáticas e operativas. Em anos com características médias de clima e de operação, considerando o mesmo universo de reservatórios, a demanda de evaporação líquida totalizaria 760 mil litros por segundo (+13,4%), já que em 2017 muitos reservatórios ainda operavam com volumes abaixo de suas médias mensais históricas.

De forma agregada, o uso múltiplo por evaporação líquida é o segundo maior uso consuntivo do Brasil,

atrás da agricultura irrigada, e equivalente à retirada somada do abastecimento humano urbano e da indústria de transformação. Apesar da importância e da magnitude da evaporação líquida no Brasil, poucos estudos foram produzidos em larga escala, estando restritos às avaliações do setor elétrico e a estudos acadêmicos pontuais em alguns reservatórios, muitas vezes trabalhando apenas com a evaporação bruta do lago, e não com a evaporação líquida. A heterogeneidade hidroclimática do Brasil e a escassez de medidas de campo também contribuem para o aumento das incertezas.

Figura 3 – Vazões de Evaporação Líquida de massas d'água artificiais (acima de 0,05 m³/s).



Fonte: Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil (<http://snirh.gov.br/>)

Enquanto os estudos sobre a oferta de água avançaram expressivamente nas últimas décadas – contando com a ampliação da rede hidrometeorológica, o aperfeiçoamento da modelagem hidrológica e os desenvolvimentos tecnológicos –, as estimativas de demandas tornaram-se mais complexas, seguindo diferentes lógicas territoriais e setoriais. Daí o esforço da ANA na consolidação de metodologias e bases de dados para a estimativa dos usos em todos os municípios brasileiros, em uma série de 100 anos que inclui projeções futuras (1931-2030).

A estimativa de evaporação líquida de reservatórios artificiais já faz parte das ações de planejamento e operação do setor elétrico, assim como da análise de viabilidade individual dos projetos. A incorporação mais explícita desse uso na gestão de recursos hídricos é relevante na medida em que a água evaporada não está disponível de imediato para outro uso. Ainda, ela permite uma análise na escala de bacias e sub-bacias, e não apenas de empreendimentos, individualmente, ampliando a capacidade de tomada de decisão. Especialmente no Semiárido, é informação crucial para a alocação de água para usos múltiplos.

Nesse esforço inédito sobre a evaporação líquida de reservatórios artificiais, a ANA tem investido no aprimoramento das estimativas, inclusive

ampliando o número de reservatórios analisados, incorporando a nova base de dados de massas d'água. Encontra-se em andamento uma parceria com a Universidade Federal do Paraná (UFPR) para esse desenvolvimento metodológico, o que trará números ainda mais precisos sobre a evaporação líquida para o planejamento e a gestão de recursos hídricos e dos setores usuários.

A política de reservação gera impactos nos dois componentes de avaliação do Balanço Hídrico: tanto na oferta quanto na demanda por água. E esse balanço é uma das principais ferramentas de planejamento e gestão de recursos hídricos, além de base essencial de políticas estratégicas para o Brasil, como as de segurança hídrica, saneamento, agricultura irrigada, desenvolvimento regional e energia. O efeito dos reservatórios artificiais no Balanço Hídrico foi, por exemplo, um dos componentes principais do Índice de Segurança Hídrica – ISH, utilizado na construção do atual Plano Nacional de Segurança Hídrica⁴.

As tomadas de decisão sobre a gestão da reservação atual e sobre a construção de novos reservatórios no Brasil dependem dessa análise integrada dos efeitos na oferta e nos usos da água em escala de bacia hidrográfica, com vistas a garantir segurança hídrica para a população, para as atividades produtivas e o desenvolvimento do País.

⁴ <http://pnsh.ana.gov.br>



Sérgio Ayrimoraes é Engenheiro civil e mestre em tecnologia ambiental pela Universidade de Brasília (UnB). Desde 2003, é especialista em recursos hídricos da Agência Nacional de Águas (ANA). Atualmente, é superintendente de planejamento de recursos hídricos da ANA, cuja área é responsável pela elaboração e coordenação de planos de recursos hídricos; estudos hidrológicos; estudos de avaliação de qualidade da água e propostas de enquadramento; pela gestão da informação e edição anual do relatório de conjuntura dos recursos hídricos no Brasil; além de estudos setoriais com vistas a subsidiar o planejamento e a compatibilização dos usos múltiplos da água.



Thiago Henriques Fontenelle é Geógrafo e mestre em dinâmica dos oceanos e da Terra pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Especializado em dinâmicas urbano-ambientais e gestão do território pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Atuou como analista em geoprocessamento no IBGE. Atua desde 2012 como especialista em recursos hídricos da Agência Nacional de Águas (ANA), na Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos, em especial na elaboração e na coordenação de planos de recursos hídricos e em estudos setoriais sobre usos consuntivos da água.



Marcelo Cruz é Economista, atual Diretor da Agência Nacional de Águas, responsável pelas áreas de Planejamento de Recursos Hídricos e de Tecnologia da Informação. Diplomado pelas Faculdades Integradas da Católica de Brasília, fez MBA na área de Solução em Governo Eletrônico com utilização da WEB, pelo Centro Universitário de Ciências Gerenciais (UNA-MG) e nestBOSTON. Atuou como Secretário-Executivo do Ministério do Meio Ambiente (2016-2018) e por mais de 20 anos em outros cargos de gestão no Governo Federal, inclusive como Subsecretário de Planejamento, Orçamento e Administração do Ministério de Minas e Energia.

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



OPINIÃO

A eficiência de uso da água na geração elétrica

Por André Vieira*

É impossível imaginar o futuro da humanidade sem soluções para as questões relativas à sustentabilidade dos recursos hídricos e sem a disponibilidade de energia. Este tema aborda dois recursos dos quais dependem a sobrevivência e o desenvolvimento das populações humanas modernas: água e energia. Os processos de captação, tratamento e distribuição da água demandam energia e a produção de eletricidade por sua parte utiliza grandes quantidades de água. Como se vê, um depende do outro e o nosso amanhã depende de ambos.

As instituições mundiais ainda estão aprendendo a manejar de maneira integrada a água e a energia, como parte de sua aposta no desenvolvimento sustentável. Segundo Daryl Fields, do Banco Mundial, entender a conexão entre água e energia é fundamental para poder abordar o crescimento e o desenvolvimento humano, a urbanização e a mudança climática.

Diante deste cenário, a Organização das Nações Unidas (ONU) ressalta que a alta utilização dos recursos hídricos para a geração de energia coloca-os em risco, pois a água doce, própria para consumo e geração de energia, corresponde a apenas 2,5% do total disponível no mundo.

No Brasil, quando pensamos em energia, imediatamente nos vem à mente, por associação, a importância da água neste setor. Não é de se estranhar, uma vez que a matriz energética do nosso país é predominantemente formada por hidrelétricas. Esta fonte é responsável por aproximadamente 18% da energia elétrica no mundo e aproximadamente 70% da energia produzida no Brasil atualmente.

Apesar de possuir grandes hidrelétricas e enorme potencial hídrico, o Brasil ainda está sujeito a falhas no sistema de transmissão de energia. Vários apagões aconteceram nos últimos anos, com justi-

ficativas que variaram entre problemas técnicos, falhas humanas e a atuação de forças da natureza, tais como as tempestades de raios. Este último supostamente foi o motivo de um grande apagão na região sudeste em outubro de 2009.

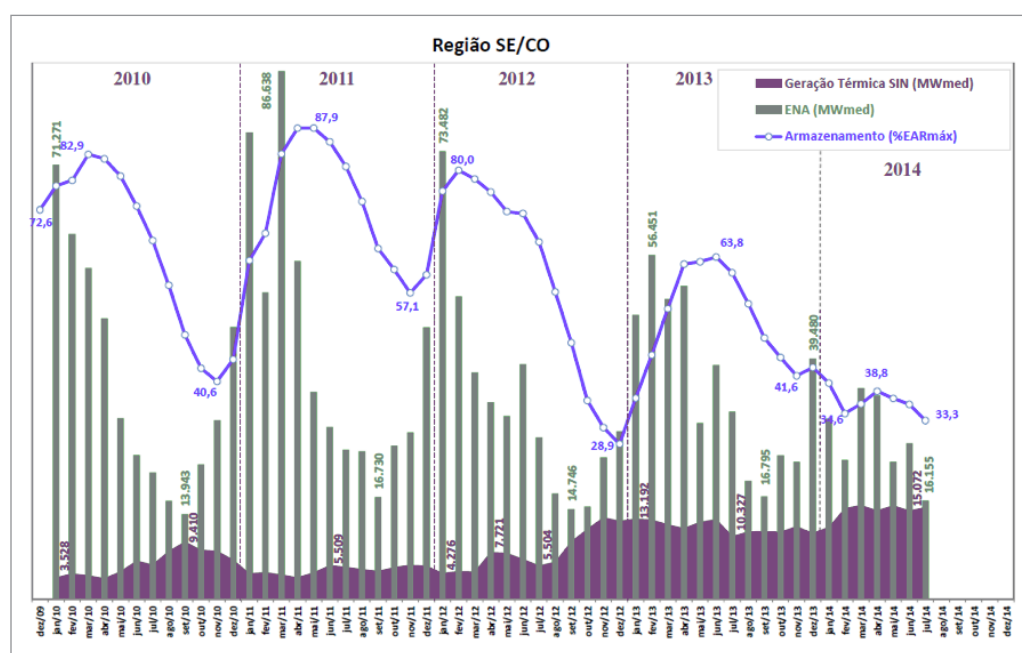
Em 2012, ocorreram inúmeros blecautes. Foram centenas de interrupções consideradas pequenas, entre 15 MW e 100 MW, capazes de deixar sem energia elétrica alguns bairros ou cidades de até 400 mil habitantes. Além disso, pelo menos quatro interrupções classificadas como intensas, com mais de 100 mil MW, foram capazes de deixar dezenas de milhões de pessoas sem energia elétrica, afetando todas as regiões brasileiras. As justificativas são sempre pontuais, como incêndios em linhas de transmissão ou curtos-circuitos esporádicos (Brasil Escola, 2015).

O ano de 2014 iniciou-se de modo preocupante no Brasil, com o risco de apagões e de racionamento de água e energia em boa parte do país. Os princi-

pais fatores ligados a essa questão são a estiagem atípica, e o fato de os reservatórios operarem muito abaixo de suas capacidades máximas.

Após os apagões vividos, ocasionados pela escassez de chuvas, a matriz elétrica brasileira iniciou um processo de diversificação, de modo que a expansão da capacidade instalada por meio da construção de hidrelétricas deve ocorrer a taxas inferiores às ocorridas no passado. Consideradas fontes de energia limpa e renovável, as hidrelétricas são de construção cara e ainda possuem o inconveniente do impacto ambiental causado pelas barragens. A inundação ocasiona grandes perturbações na fauna e flora de extensas áreas, com alterações em todo o ecossistema, devido às mudanças no regime hidráulico dos rios. Os habitantes das áreas próximas também são profundamente afetados. A Figura 1 mostra a queda na produção de energia em hidrelétricas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, bem como a elevação da geração térmica como medida para compensar a redução da geração hídrica.

Figura 1- Redução da Geração Hídrica x Elevação da Geração Térmica.

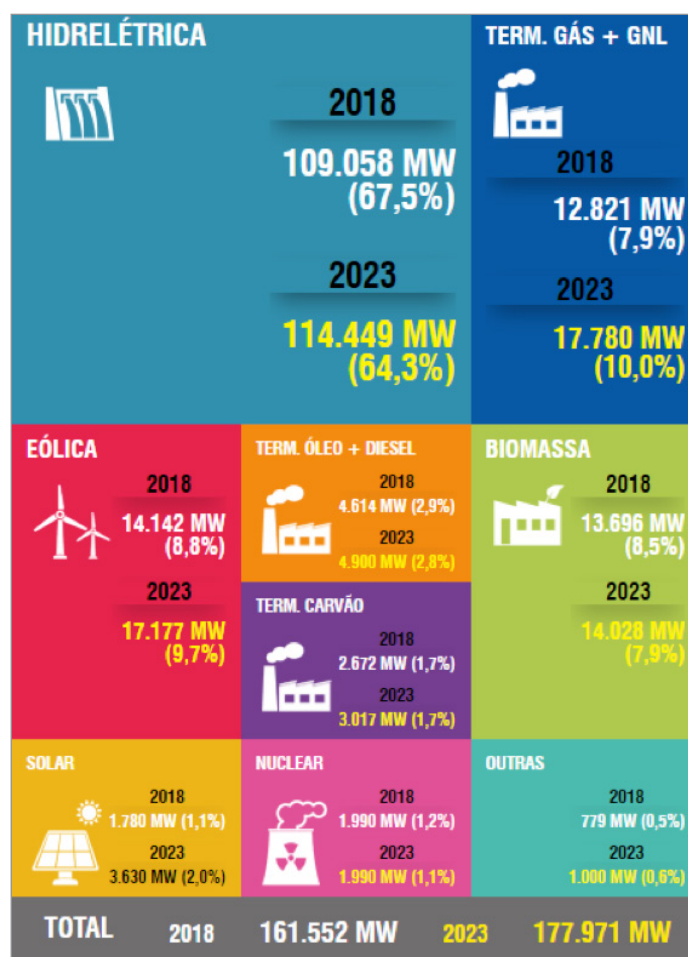


Fonte: ONS, PEN (2014).

Para atender ao aumento da demanda, a participação de outras fontes de geração continuará a crescer nas próximas décadas. Neste contexto as fontes solar e eólica se mostram como as menos impactantes sob a ótica ambiental. Por outro lado, não oferecem a estabilidade e segurança de fornecimento que o Sistema Interligado Nacional (SIN) requer, de forma que o planejamento governamental e as diversas análises setoriais apontam para uma tendência de continuidade do crescimento da termoeletricidade como a principal fonte comple-

mentar às demais no curto, médio e longo prazo no país. Há de se considerar, no entanto, que a maior parte das usinas termoeletricas em operação no Brasil também emprega como recurso vital grandes volumes de água, utilizada para o resfriamento dos equipamentos principais e também como meio de transporte da energia térmica que será convertida em eletricidade. A Figura 2 apresenta a distribuição da matriz energética brasileira conectada ao SIN, em 2018, bem como o cenário esperado para 2023.

Figura 2 – Composição da matriz energética brasileira conectada ao SIN.

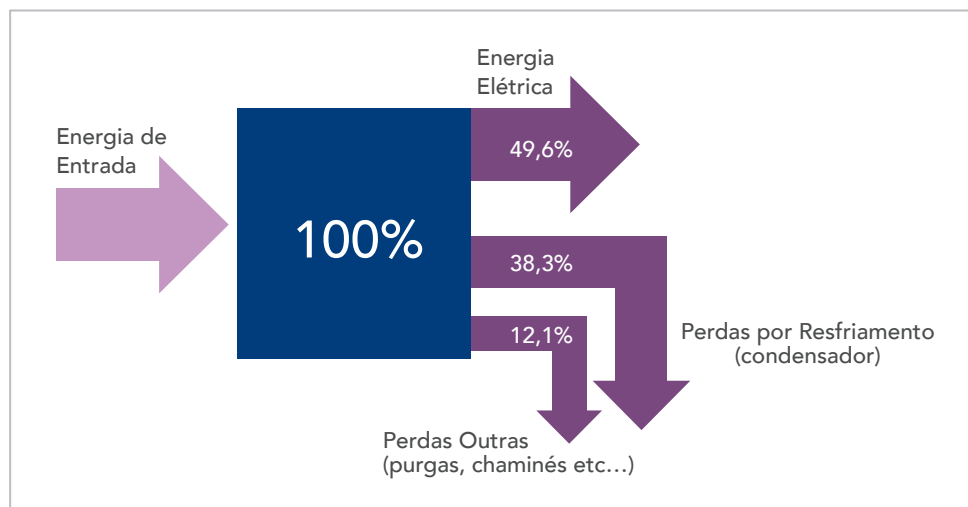


Fonte: ONS (2019).

A termoeletricidade consiste em transformar a energia térmica liberada por um combustível em energia elétrica, porém uma parcela importante não será convertida em energia elétrica, mas liberada na

forma de calor e perdida nos sistemas de refrigeração. Quanto menor a eficiência da termelétrica, maior será esta perda. A Figura 3 mostra o balanço de energia em uma termelétrica moderna.

Figura 3 – Balanço de energia simplificado em uma usina termelétrica.



A eficiência global da usina depende de fatores climáticos (temperatura do ar, umidade relativa e pressão atmosférica) e tecnológicos (idade dos equipamentos, periodicidade de manutenção e da configuração do ciclo termodinâmico).

A configuração do ciclo termodinâmico é de longe o que terá maior impacto sobre a eficiência da planta. Entende-se por ciclo termodinâmico a sequência repetitiva de transformações físicas produzidas por um sistema a fim de realizar trabalho, regressando ao seu estado inicial ao completar o ciclo. Os ciclos termodinâmicos utilizados em grandes usinas estão classificados em Rankine, Brayton e Combinado.

CICLO RANKINE

A principal característica deste ciclo é o uso da água como o meio de transporte do calor que será convertido em energia elétrica.

O processo se inicia com a pressurização e transporte da água tratada por bombeamento até as caldeiras. Por meio da queima de combustíveis, ocorre a transferência de calor para a água até que esta mude para a fase de vapor saturado e, posteriormente, vapor

superaquecido (vapor seco). Este vapor a altas pressões e temperaturas é, então, convertido em energia cinética pela turbina a vapor que está conectada por um eixo ao gerador de eletricidade que transformará a energia mecânica em eletricidade ao passar seu núcleo girante através um campo magnético. Ao final do processo, o vapor terá sido convertido novamente a água líquida completando-se, assim, o ciclo. O Ciclo Rankine é também o utilizado pelas usinas nucleares, em que o calor é produzido pela a fissão nuclear. O Ciclo Rankine moderno possui eficiência térmica de até 45%, quando muito bem otimizado. O seu grande consumo de água ocorre por evaporação no processo de resfriamento do vapor saturado no condensador e, também, na compensação das perdas durante a produção e controle da qualidade da água tratada para as caldeiras.

CICLO BRAYTON

No Ciclo Brayton, o transporte do calor se dá por meio de um gás, preferencialmente o ar atmosférico, por ser abundante e de baixo custo. O processo inicia-se com a captação, filtragem e pressurização do ar, através de um compressor, que é movido pela turbina a gás. Note-se aí que a designação de turbina

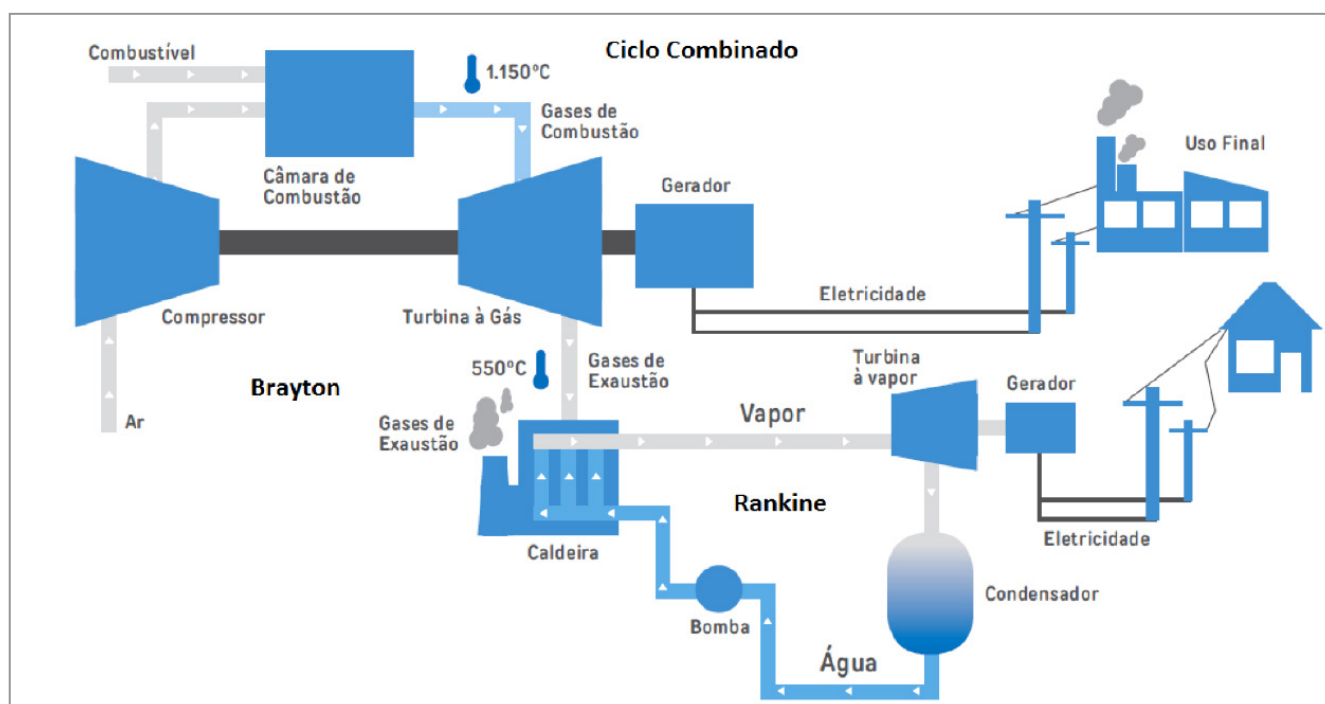
a gás tem como origem o estado do fluido que é utilizado como meio de transporte do calor, neste caso o ar, e não com o tipo de combustível, que pode ser tanto um gás quanto um líquido - as turbinas de avião, por exemplo, são denominadas turbinas a gás, embora queimem combustível líquido. Após ser pressurizado, o ar é aquecido a altas temperaturas no combustor, por meio da queima de um combustível, e expandido na turbina a gás, que produzirá a energia mecânica necessária ao gerador elétrico. O ar e os gases da combustão seguem, então, para o túnel de exaustão das turbinas e, em seguida, para a atmosfera, via chaminé, com temperaturas na ordem de 550°C. Como não retorna ao estágio inicial, este ciclo é conhecido como de Circuito Aberto. O Ciclo Brayton possui eficiência máxima na ordem de 35%. O consumo de água é baixo, ocorrendo, principalmente, da etapa de resfriamento dos equipamentos e nos sistemas auxiliares de resfriamento. Em algu-

mas turbinas mais antigas, utiliza-se água para o controle das emissões de NO_x .

CICLO COMBINADO

Em busca de maiores eficiências, criou-se o Ciclo Combinado ou de Circuito Fechado, nome que faz referência à junção dos ciclos Brayton e Rankine. No ciclo combinado, a energia térmica presente nos gases de exaustão descartados pelas turbinas a gás é reaproveitada na produção de vapor por meio de uma caldeira de recuperação de calor. Esta é o elo de ligação entre os ciclos, e que permite que sejam alcançadas eficiências superiores a 62% nas plantas de última geração. Desse modo, mais energia elétrica é produzida, sem significativo aumento no consumo de água captada. O consumo de água no Ciclo Rankine pode chegar a 250 m³ por MW/h contra 120 m³ por MW/h no Ciclo Combinado. A Figura 4 apresenta o esquema básico de um Ciclo Combinado.

Figura 4 – Esquema simplificado em uma usina termelétrica de ciclo combinado.



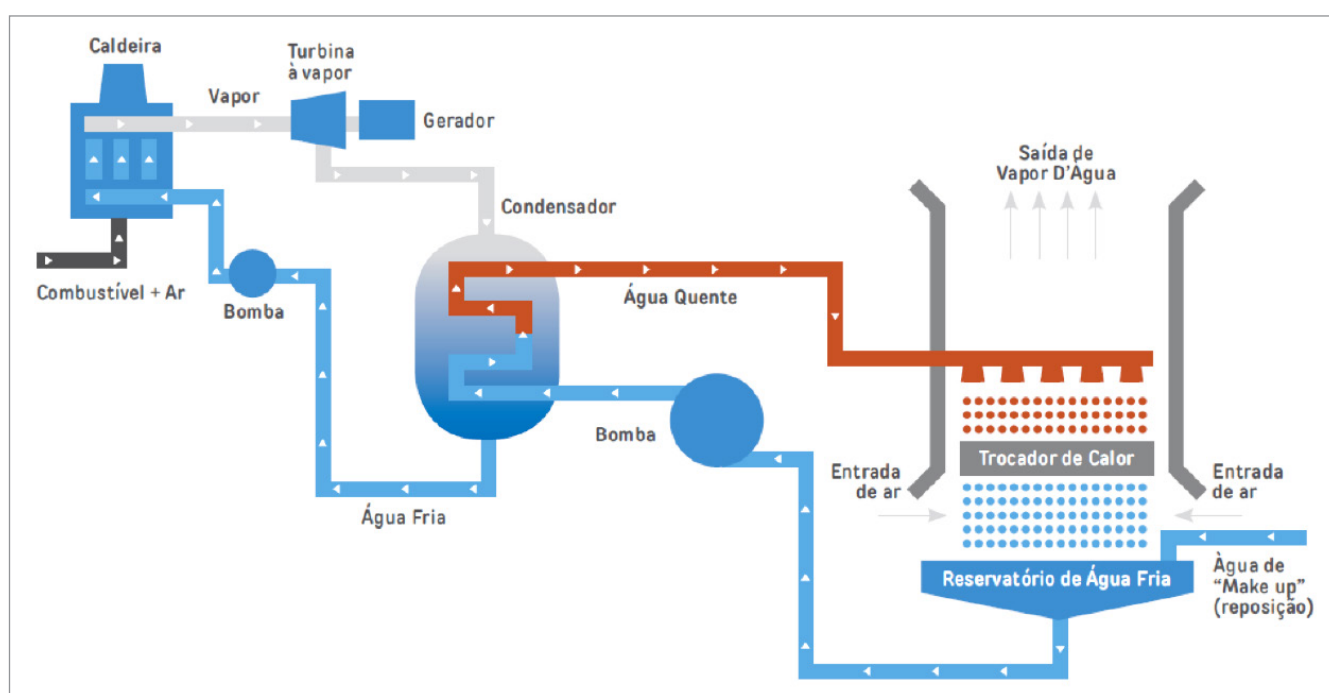
Fonte: Série Termoeletricidade em Foco (IEMA 2016).

SISTEMAS DE RESFRIAMENTO.

A grande demanda por água nas termelétricas se dá nos condensadores de vapor. Os sistemas de resfriamento a água podem ser subdivididos em: aberto, semiaberto com convecção natural e semiaberto com circulação forçada. O calor retirado do condensador pela água é repassado diretamente

a uma fonte de suprimento (mar, rios ou lagos) ou dispersado na atmosfera por meio das torres úmidas de resfriamento. Parte da água de resfriamento também acaba sendo perdida na forma de vapor. A Figura 5 mostra um sistema de refrigeração semiaberto com convecção natural.

Figura 5 – Esquema simplificado de um sistema de refrigeração semiaberto com convecção natural.



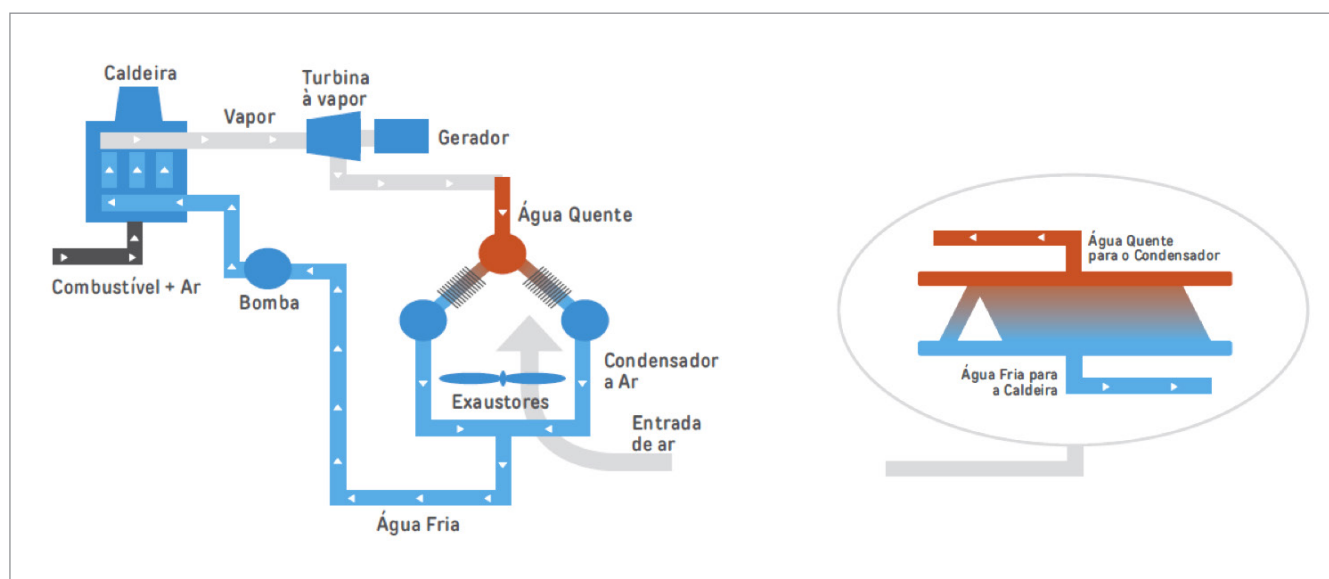
Fonte: Série Termoeletricidade em Foco (IEMA 2016).

SISTEMAS DE RESFRIAMENTO A AR

Como o próprio nome sugere, o fluido utilizado nesse sistema para retirar o calor é o ar (Figura 6), por meio de condensadores a ar de troca direta (torre seca) e indireta (usa água como meio intermediário). O uso do resfriamento a ar vem crescendo mundialmente, apesar de ter eficiência mais baixa e envolver custos de construção aproximadamente 15% mais altos

(EPRI, 2004), justificado pela escassez de água em algumas regiões, aumento das exigências ambientais, cada vez mais restritivas, e altos preços das tarifas cobradas pela captação e uso da água. Em 2013, a China já possuía cerca de 127 GW de capacidade térmica instalada operando com condensadores a ar, correspondendo a 44% das instalações realizadas naquele ano (YANG et al., 2014).

Figura 6 – Esquema simplificado de um sistema de refrigeração a ar de Torre Seca.



Fonte: Série Termoelectricidade em Foco (IEMA 2016).

CONCLUSÕES

A água é provavelmente o único recurso natural que está envolvido em todas as atividades humanas, desde o desenvolvimento agrícola ao industrial. Nas sociedades modernas, este líquido tem enorme importância no sucesso de diversas atividades econômicas, dentre elas a produção de energia elétrica.

O Brasil dispõe de grande abundância de água doce, sendo dono de cerca de 12% de toda a água doce disponível no mundo. Todavia, sempre convivemos com a escassez de água para a agricultura e o consumo humano em algumas cidades, e até mesmo em grandes áreas como o nordeste brasileiro, devido à distribuição desigual dos rios e às condições climáticas regionais.

Ficamos indiferentes quanto à relação entre a água e energia até a recente década, pois o país não havia

experimentado com tanta força o peso da falta do recurso para a geração de energia elétrica. Nossas grandes hidrelétricas abastecidas por rios caudalosos nos fez a terceira maior potência hidrelétrica do mundo, com mais de 150 usinas hidrelétricas de médio e grande porte distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país e entrelaçadas através do SIN (Sistema Interligado Nacional). Estas grandes hidrelétricas podem transferir a energia entre as regiões, permitindo que localidades com menor capacidade de geração ou que estejam enfrentando dificuldades por falta de chuvas, por exemplo, recebam energia de outras, garantindo o fornecimento da eletricidade. Quando sobra energia no Norte, esta pode ser levada ao Sul e vice-versa.

Embora vital para o Brasil, o SIN, com extensão de mais de 141.388 km e distribuindo mais de 161.552 MW (ONS, 2019), não é imune a falhas, pois é

complexo e demanda um grande esforço de monitoramento, além de grandes investimentos.

Atualmente, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, vem apresentando um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado e reduzindo a pressão sobre as bacias hidrográficas.

As usinas térmicas contribuem para a segurança do SIN, pois, em geral, estão situadas nas proximidades dos principais centros de carga. Quando despachadas, em função das condições hidrológicas vigentes, também permitem a melhor gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios.

O futuro energético do Brasil e do mundo passa obrigatoriamente pelo uso racional das fontes naturais, em destaque a água. Por isso, faz-se mister a busca incondicional por processos cada vez mais eficientes e eficazes no uso deste recurso, sem priorizar uma tecnologia em detrimento de outra. A diversificação é fundamental neste setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BÖHM, H., (1994), "Fossil-Fired Power Plants", VGB Kraftwerkstechnik, No. 3/94 reprinted.

BOYCE, M.P., (2001), "Gas Turbine Engineering Handbook", Second Edition.

BEN (2014) - "Balanço Energético Nacional", Empresa de Pesquisa Energética.

PEN, (2014), "Plano da Operação Energética 2014/2018", Operador Nacional do Sistema Elétrico. BRASIL ESCOLA (2015), "Planejamento Energético do Brasil e Iminência de uma nova Crise no Setor-Apagão.". Disponível em: <http://www.brasilescola.com/geografia/planejamento-energetico-brasil-iminencia-uma-nova-crise-no-setor-apagao.htm>

IEMA (2016) - "Série Termoelectricidade em Foco", Instituto de Energia e Meio Ambiente.

ONS (2019) - Sobre o SIN, o Sistema em Números-2019. Disponível em : <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>



André Vieira é Mestre em Engenharia Mecânica na área de Máquinas de Conversão de Energia pela UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá), Graduado em Engenharia Metalúrgica pela UFF (Universidade Federal Fluminense). Com 30 anos de experiência em plantas de geração de energia já passou por grandes projetos no setor em suas diversas fases, comissionamento, operação e manutenção. Atuando como Engenheiro Especialista em Sistemas de Geração na Termoelétrica do Atlântico com 490MW de potência, inserida no complexo Siderúrgica da Ternium BR, na área de Otimização de Processos desenvolve estudos ligados à análise de desvios e melhoria de performance e eficiência dos processos de transformação da energia.

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



OPINIÃO

Usos múltiplos da água

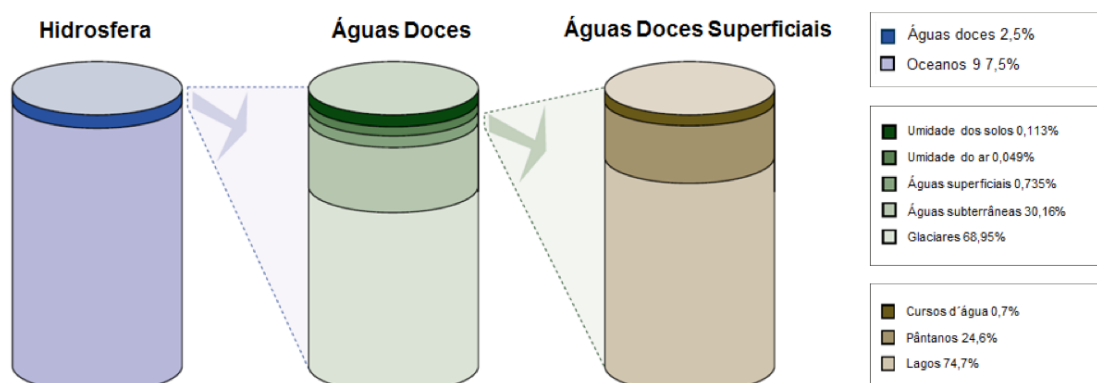
Por João Soito*

ÁGUA NO MUNDO

Na escala mundial, há uma diferença enorme entre o volume de água salgada e a pequena fração de água doce. Os oceanos representam cerca de 97,5% do volume total, enquanto a água doce somente 2,5%. Desta pequena fração, estima-se

que as calotas glaciais e os glaciais da Antártica, da Groelândia e das regiões montanhosas representam cerca de 70% da água doce, e que as reservas de água subterrânea nos lençóis e aquíferos correspondam a pouco mais de 30% (OMM, 2005).

Figura 1: Repartição da Água na Terra



Fonte: OMM, 2005

CICLO HIDROLÓGICO

O ciclo hidrológico descreve a circulação da água entre o oceano, a atmosfera e os terrenos, dependendo, para isso, da energia solar. Após a precipitação das chuvas, parte da água evapora, parte escoar para os rios, lagos e mares, e outra parte infiltra-se no solo, reabastecendo os aquíferos.

O ciclo hidrológico, obviamente, não tem começo nem fim. A água é evaporada dos oceanos e da superfície continental e se torna parte da atmosfera. A umidade atmosférica, então, precipita-se tanto nos oceanos como nos continentes.

Entretanto, a característica renovável da água tem certos limites e não será sempre possível responder à demanda crescente. Na escala mundial, as reservas de água doce por habitante diminuiram 1/3 entre 1970 e 1990, sendo o crescimento demográfico um dos principais motores da mudança quanto aos modos de utilização deste recurso. Diversos países encontram-se presos nessa busca pelo equilíbrio entre as reservas de água e a demanda da população.

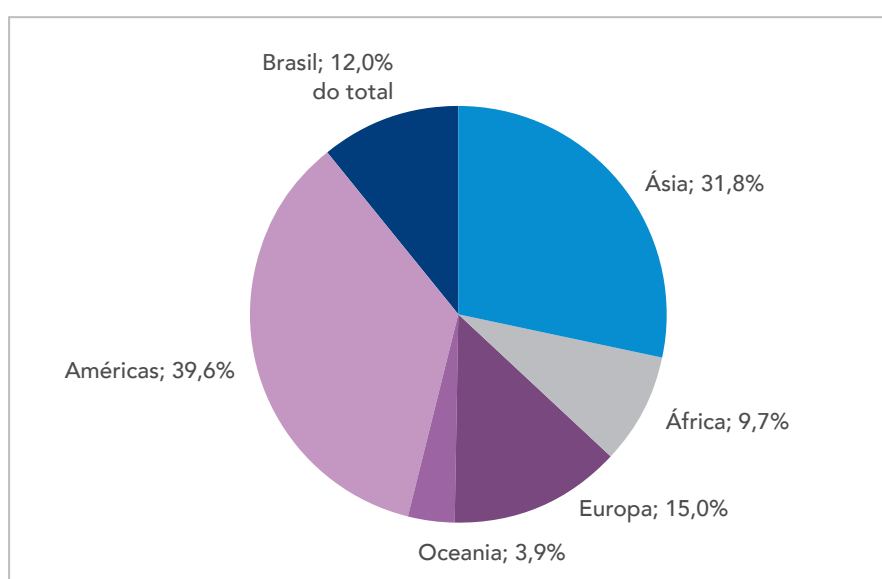
Esta demanda crescente por recursos hídricos também pode conduzir a conflitos entre diferentes usuários e diferentes países (recursos hídricos transfronteiriços). Neste ponto, é importante destacar, ainda, que a evolução dos usos da água também está diretamente relacionada ao desenvolvimento econômico e ao processo de urbanização.

ÁGUA NO BRASIL

O Brasil tem uma posição privilegiada no mundo em relação à disponibilidade de recursos hídricos. De toda a água doce superficial existente na Terra, o Brasil possui 12%, conforme se verifica na Figura 2.

Apesar da grande disponibilidade hídrica existente no Brasil, ela não se dá de forma homogênea nas diferentes regiões do país. Existe uma grande variabilidade temporal e espacial desta disponibilidade, que gera situações de abundância e de convivência com graves cenários de escassez.

Figura 2: Distribuição da água doce superficial no mundo



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANA/WBCSD/CEBDS (2009)

A demanda por uso da água no Brasil é crescente, com aumento de aproximadamente 80% no total retirado de água nas últimas duas décadas. A previsão é de que, até 2030, a retirada aumente 30% (ANA, 2017).

Esse quadro exige do poder público uma adequada gestão dos recursos hídricos, de forma a compensar essas diferenças.

BACIAS HIDROGRÁFICAS

A gestão de recursos hídricos baseada no recorte territorial das bacias hidrográficas ganhou força no início dos anos 1990 quando os Princípios de Dublin foram acordados na reunião preparatória para a Rio-92¹. Diz o Princípio nº1 que a água doce é um

recurso finito e vulnerável, essencial para sustentar a vida, o desenvolvimento e o meio ambiente. Desde que a água sustenta a vida, a gestão eficaz dos recursos hídricos exige uma abordagem holística, vinculando o desenvolvimento social e econômico com a proteção dos ecossistemas naturais. Uma gestão eficaz conecta os usos da terra e da água em toda a área de uma bacia hidrográfica ou aquífero de águas subterrâneas (WMO, 1992).

As águas no território brasileiro percorrem 12 regiões hidrográficas, definidas pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) na Resolução nº32 de 2003, conforme o mapa da Figura 3 apresentado a seguir.

Figura 3: Mapa da Divisão Hidrográfica Nacional



Fonte: Resolução CNRH nº32 de 2003

¹ Destaca-se, entretanto, que bem antes de ter ocorrido esse reconhecimento de princípios amplamente aceitos, várias iniciativas de sucesso na área de gestão de recursos hídricos foram baseadas no recorte geográfico da bacia hidrográfica. Há experiências registradas sobre tratados de utilização do Rio Danúbio que datam de 1616, o tratado Brasil-Peru sobre a navegação do Rio Amazonas em 1851 e o tratado entre o Brasil e a República das Províncias Unidas do Rio da Prata em 1928, entre outros (PORTO e PORTO, 2008)

USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

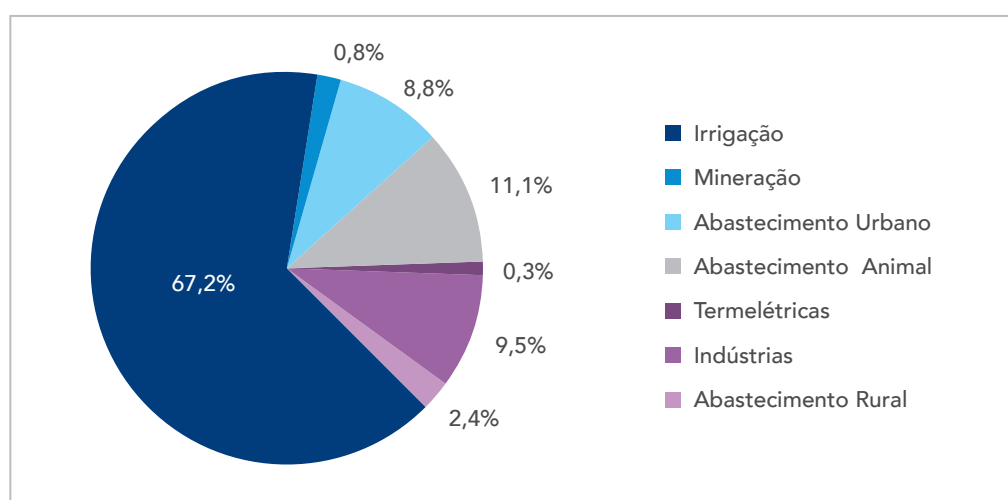
A Lei 9.433 que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH), definiu em seus fundamentos o uso múltiplo da água e a gestão descentralizada e participativa, tendo como unidade de planejamento territorial a bacia hidrográfica. A “Lei das Águas”, portanto, incorpora a integração dos interesses dos diversos usos e usuários que competem entre si pela sua apropriação. Entretanto, iniciativas internacionais mais modernas, como a Diretiva Marco da Água, têm demonstrado que esses sistemas podem não ser suficientes para combater a grande deterioração dos cursos d’água e os inevitáveis conflitos. Se na Europa a integração está acontecendo na direção do “bom estado ecológico das águas”, na Califórnia, o governo adotou uma política de gestão integrada de água e energia, uma vez que as medidas mais significativas para atender à demanda crescente de

água incorrem em inevitável aumento na demanda por energia.

Além de dispor da maior reserva hídrica superficial do planeta, cerca de 12%, o Brasil possui um dos maiores potenciais hidráulicos, porém não está em situação confortável em relação à disponibilidade hídrica e localização de suas demandas consuntivas² e não consuntivas de água. De fato, algo em torno de 90% da água se encontra nas bacias hidrográficas de baixa densidade demográfica dos rios Amazonas e Tocantins, no entanto cerca de 90% da população convive com o restante dos recursos hídricos.

No Brasil, considerando os valores de vazão outorgada³ para fins consuntivos (Figura 4), os três usos principais correspondem a quase 90% do total do país. Esses usos principais são a irrigação (67,2%), o abastecimento animal (11,1%) e o consumo industrial (9,5%).

Figura 4: Total de água consumida⁴ no Brasil em 2016



Fonte: ANA, 2017

² Os usos consuntivos referem-se aos usos que retiram a água de sua fonte natural diminuindo suas disponibilidades quantitativas, espacial e temporalmente (são exemplos: o uso doméstico, a irrigação, alguns processos industriais e o abastecimento de animais). Os usos não consuntivos referem-se aos usos que retornam à fonte de suprimento praticamente a totalidade da água utilizada, podendo haver alguma modificação no padrão temporal de disponibilidade (são exemplos: a hidroeletricidade, piscicultura, navegação e a recreação).

³ A outorga de recursos hídricos é um dos instrumentos do Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos instituído pela Lei 9.433/97.

⁴ Consumo total de 1.109,4 m³/s

A geração de energia hidrelétrica é um importante uso da água, entretanto, não é caracterizado como consumo. Em 2017, o Brasil possuía 1.335 empreendimentos hidrelétricos em operação, sendo 682 centrais de geração hidrelétrica (CGH), 432 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 221 usinas hidrelétricas (UHE) (ANA, 2018).

Na fase de planejamento das hidrelétricas, são realizadas projeções do uso consuntivo da água para o período de concessão, de forma a estimar a disponibilidade de água no local do empreendimento e a energia a ser gerada, em consonância com as diretrizes e cenários do Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH). Os Estudos de Impacto Ambiental também consideram vazões mínimas para manutenção de ambientes, espécies e processos ecológicos à jusante das usinas hidrelétricas.

IMPACTOS, VULNERABILIDADE E ADAPTAÇÃO À MUDANÇA CLIMÁTICA

As avaliações do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) indicam que os países em desenvolvimento estão entre os mais vulneráveis às mudanças do clima. O IPCC complementa afirmando que quanto maior a dificuldade de um país em lidar com a variabilidade natural do clima e com seus eventos extremos, maior será o seu esforço para se adaptar às mudanças climáticas (POPPE e LA ROVERE, 2005).

Em regiões com previsão de redução de chuvas e, portanto, de diminuição de vazão nos rios, a qualidade das águas também deverá sofrer abalos em função da limitação para diluição dos efluentes. Deve-se dar especial atenção às bacias hidrográficas menos reguladas por estruturas hidráulicas, assim como aquelas que já sofrem com eventos extremos - cheias e secas - ou, ainda, as que são exploradas

de maneira não satisfatória, com problemas recorrentes de poluição e falta d'água, dentre outros problemas. No caso dos sistemas não regulados, que não possuem obras hidráulicas suficientes para atenuar os efeitos da variabilidade hidrológica sobre a qualidade e quantidade de água, a vulnerabilidade é ainda maior. No caso de bacias hidrográficas exploradas de maneira desordenada, de forma não sustentável, os diversos usuários da água e do solo geram restrições suplementares que acentuam a vulnerabilidade às mudanças climáticas (SOITO e FREITAS, 2011).

Entretanto, é possível aplicar instrumentos de gestão de recursos hídricos, notadamente a gestão integrada de bacias hidrográficas, a fim de facilitar a adaptação aos efeitos hidrológicos da mudança climática e atenuar as diversas formas de vulnerabilidade de cada bacia. Atualmente, tem sido usual a gestão da oferta de água (proteção estrutural contra as inundações, construção de diques, utilização de zonas de estocagem de água, melhoramento da infraestrutura para captação e distribuição de água) no lugar de métodos de gestão da demanda (destinados a influir nos usuários da água), visando reduzir as perdas e melhor gerenciar o consumo de água na bacia hidrográfica (IPCC, 2003 e 2007; SOITO e FREITAS, 2011).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As diferentes características das regiões hidrográficas brasileiras fazem com que algumas sejam mais críticas como a Região Hidrográfica Atlântico Sul (RH Atlântico Sul), onde é expressiva a retirada de água para irrigação de grandes lavouras de arroz pelo método de inundação. A RH Atlântico Nordeste Oriental, com boa parte de sua área inserida no semiárido, apresenta baixos índices de precipitação (inferiores a 900 mm) e também é uma área crítica de elevado risco hídrico.

Se as secas são recorrentes no sertão nordestino, no Sudeste é a poluição industrial e urbana, além do assoreamento dos rios, que preocupam. No caso da região Sul, a produção agrícola e animal é responsável por uma poluição difusa e de difícil controle dos corpos hídricos superficiais e subterrâneos. Mesmo na maior bacia hidrográfica do planeta existem problemas decorrentes da expansão demográfica e ocupação desordenada. Alguns pontuais, como a poluição dos igarapés e rios que banham os centros urbanos, outros de amplitude regional, como a transmissão de doenças de veiculação hídrica e a degradação da qualidade da água nas comunidades menores durante os períodos de estiagem (SOITO e FREITAS, 2011).

Além de possuir um valor socioambiental⁵, a água também se configura como um elemento estruturante para a implementação de políticas públicas, tais como geração de energia elétrica, saneamento e irrigação, dentre outras.

Devemos, portanto, investir na investigação das vulnerabilidades energéticas e climáticas do Brasil e preparar a adaptação para as possíveis consequências econômicas, ambientais e sociais. Em um cenário de incertezas, o desconhecimento é a vulnerabilidade maior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA. AGÊNCIA NACIONAL DE AGUAS. WBCSD. World Business Council for Sustainable Development. CEBDS. Centro Empresarial Brasileiro Para

o Desenvolvimento Sustentável. No Rumo da Mudança. Fatos e Tendências. Água. Brasília. 2009.

ANA. AGÊNCIA NACIONAL DE AGUAS. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2017. Relatório Pleno. Brasília, 2017. 169p

ANA. AGÊNCIA NACIONAL DE AGUAS. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2018. Informe anual. Brasília, 2018. 72 p

CNRH. CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS. Resolução CNRH nº32 de 2003. Disponível em: <<http://www.cnrh.gov.br/divisao-hidrografica-nacional/74-resolucao-n-32-de-15-de-outubro-de-2003/file>>

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE IPCC. Bilan 2001 des changements climatiques: rapport de synthèse. Genebra: OMM: PNUMA, 2003.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Freshwater resources and their management. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2007. 155 p.

OMM. ORGANISATION MÉTÉOROLOGIQUE MONDIALE. Système d'information hydrologique au service d'une gestion intégrée des ressources en eau. Directives WHYCOS. Système mondial d'observation du cycle hydrologique. Organisation Météorologique Mondiale. 2005

⁵ O Plano Nacional de Recursos Hídricos reconhece a importância da manutenção da biodiversidade aquática e o respeito às populações tradicionais que vivem em harmonia com os diferentes ecossistemas brasileiros

POPPE, M. K.; LA ROVERE, E. (Org.). Mudanças climáticas. Brasília: Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, Presidência da República, 2005. (Cadernos do Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República-NAE, v. 1).

PORTO, M. F. A. e PORTO, R. L. Gestão de bacias hidrográficas. Estudos Avançados [online]. 2008, vol.22, n.63, pp. 43-60. ISSN 0103-4014.

SOITO, J. L. S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the

expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 15. Issue 1. January 2011.

WMO. The Dublin Statement and Report of the Conference. *International Conference on Water and the Environment: Development Issues for the 21st Century*. 26-31 January 1992. Dublin, Ireland. Disponível em: < <http://www.wmo.int/pages/prog/hwarp/documents/english/icwedece.html> >



João Leonardo da Silva Soito é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Administração pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Fez Mestrado em Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ) – na área de concentração em Métodos Quantitativos – e Doutorado (PPE/COPPE/UFRJ) – na área de concentração em Energia e Meio Ambiente. Em FURNAS Centrais Elétricas desde 1996, atuou nas áreas de inspeção de equipamentos elétricos, avaliação industrial, gestão de suprimentos, gestão ambiental (recursos hídricos, estratégia climática/gases de efeito estufa), pesquisa e desenvolvimento, fontes alternativas de energia e reports em sustentabilidade (ISE BOVESPA, DJS e GRI). Professor convidado nas áreas de Energia, Recursos Hídricos, Vulnerabilidade Climática e Biomassa, também atua como pesquisador do Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais (IVIG/COPPE/

UFRJ) nas áreas de planejamento energético e ambiental (interdisciplinar de energia).

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



OPINIÃO

A velha e boa hidreletricidade

*Por Heloisa Teixeira Firmo**

Os grandes reservatórios de hidrelétricas foram construídos no Brasil nas décadas de 60 a 90 do século XX. Devido a tais reservatórios, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentava regularização plurianual (GOMES, 2012), podendo passar por alguns poucos anos de seca com baixo risco de déficit de energia. A partir do início do século XXI, após muitas críticas a reservatórios de grande porte (que alagam áreas muito extensas e geram grandes impactos ambientais), passou a predominar no país a implantação de usinas hidrelétricas sem capacidade de regularização, as chamadas usinas a fio d'água. Com o predomínio da construção desse tipo de usina, os impactos

ambientais das hidrelétricas foram muito reduzidos à custa de uma queda gradual e significativa da capacidade de regularização do SIN, podendo esta atingir 3,35 meses em 2021 segundo estimativas do Sistema FIRJAN¹.

Embora nas últimas décadas as hidrelétricas tenham tido uma diminuição de importância relativa na capacidade instalada no Brasil - em 1990 era por volta de 90% da matriz elétrica² - hoje³ ainda representam 60% desse total e desempenham papel distinto, mas não menos importante. A seguir, são discutidos aspectos predominantemente técnicos dessa fonte de energia.

¹ FIRJAN, Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo (2013). A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro

² MME (2017). Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016). Edição: 15/05/2017

³ ANEEL (2019). BIG. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

O potencial hidroelétrico brasileiro é estimado em 260 GW e apenas em torno de 43% é presente-mente explorado⁴. Historicamente, desde o final do Século XIX, a geração hidroelétrica tem sido um importante propulsor do desenvolvimento nacional, sendo caracterizada como produção de energia limpa e de fonte renovável.

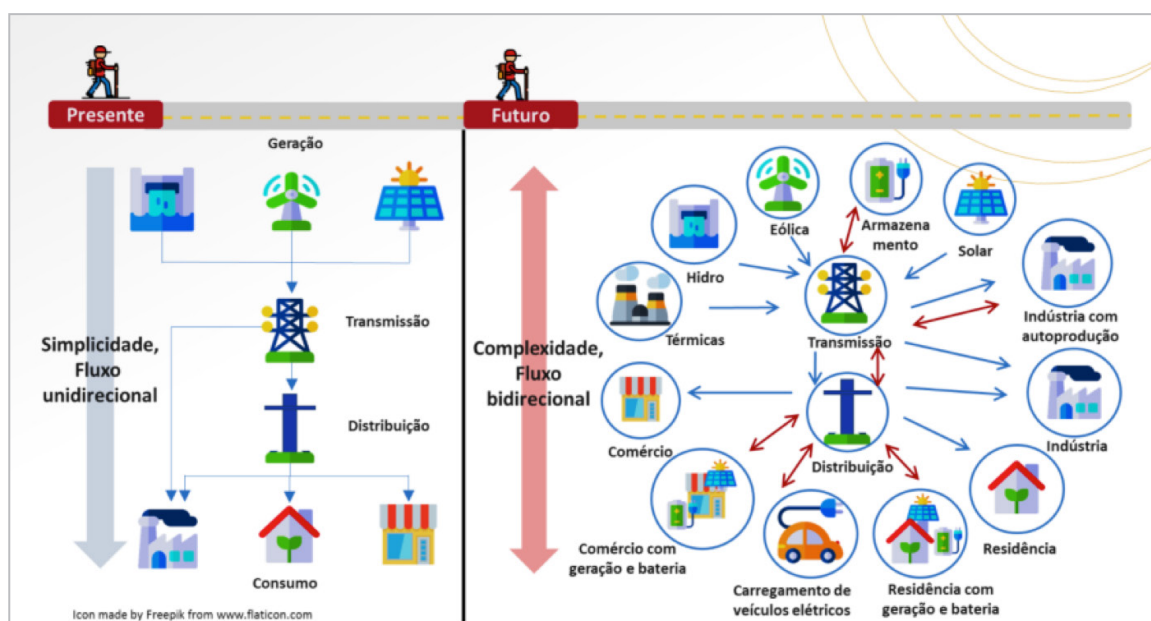
Acompanhando a tendência mundial apontada pelo mais recente Roteiro de Energia Renovável da IRENA (2018), cerca de 65% do uso final de energia mundial será composto por renováveis em 2050. No Brasil, é notável a previsão de crescimento das renováveis ditas “não controláveis”, isto é, eólicas e solares fotovoltaicas.

No entanto, em palestra proferida no Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, em 25 de março de 2019, o atual presidente da EPE, Thiago Barral, descreveu o potencial remanescente hidrelétrico brasileiro de forma realista: de um total de 52 GW,

apenas 23 GW não interferem diretamente em áreas legalmente protegidas. O último Plano Decenal de Energia (PDE) 2017-2027 (EPE, 2019a) prevê até 2027 a necessidade de instalação de 9 GW de usinas hidrelétricas, outros 9 GW de solar fotovoltaica, além de 15 GW de energia eólica. Com o aumento da expansão de renováveis intermitentes como as eólicas (especialmente na região nordeste) e solares fotovoltaicas, nosso sistema interligado se torna mais vulnerável às oscilações da demanda, já não mais garantida pelos grandes reservatórios que firmavam a energia no país.

Além disso, o mercado de energia do futuro será completamente diferente do existente na atualidade. De um sistema unidirecional, com as diversas fontes alimentando um sistema de transmissão que leva a energia elétrica até os centros de consumo, passaremos a um sistema com fluxo bidirecional, com o crescimento das gerações distribuídas com consumidores que também produzem energia. A Figura 1 ilustra essa transformação.

Figura 1: Mercado de Energia do Futuro



Fonte: BARRAL, 2019

⁴ SIPOE Eletrobras. (2018). Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica

Isso significa dizer que o desafio de atender à demanda com uma matriz que apresenta um número muito maior de fontes energéticas não controláveis torna necessário um aumento da capacidade de armazenamento de energia. Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, as alternativas mais promissoras são explicitamente as tecnologias de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Usinas reversíveis possuem custos mais baixos e menor tempo de descarga, o que faz delas a melhor alternativa para esse tipo de armazenamento, superior às demais tecnologias (CANALES *et al*, 2015). A representação utilizada no PDE permite identificar tendências de operação futura, nas quais a existência desse recurso no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda.

Não são poucos os exemplos de como operar de maneira complementar as fontes de energia renováveis. A emblemática represa Hoover, nos Estados Unidos, no rio Colorado, é hoje foco de um desafio típico do século 21: transformar a barragem em um vasto reservatório de eletricidade excedente, proveniente de plantas solares e turbinas eólicas. O Departamento de Água e Energia de Los Angeles, operador original da barragem, quando foi erguida, na década de 1930, quer equipá-la com uma estação de bombeamento⁵ alimentada por energia solar e eólica. A estação de bombeamento, à jusante, ajudaria a regular o fluxo de água através dos geradores da represa, enviando a água de volta ao topo para auxiliar o atendimento de energia nos momentos de pico de demanda. O resultado líquido seria uma espécie de armazenamento de energia, desempenhando a mesma função das

baterias gigantes de íons de lítio que estão sendo desenvolvidas para absorver e liberar energia.

Além dos aspectos estritamente relacionados à energia, os reservatórios de hidrelétricas armazenam água, recurso que, embora renovável, tem sido motivo de crescentes preocupações ambientais, decorrentes de suas funções estratégicas, da deterioração de sua qualidade e do aumento nas demandas. Sendo assim, a operação do Sistema Interligado Nacional tem se tornado cada vez mais complexa, seja devido aos usos múltiplos dos recursos hídricos, que levam ao acréscimo frequente de novas restrições operativas à gestão dos volumes dos reservatórios das usinas, seja devido aos eventos de secas, cheias e até mesmo aos lamentáveis episódios de rompimento de barragens de mineração. No caso específico do rompimento da barragem em Mariana, é notável o caso da PCH Bicas, completamente destruída por ocasião do desabamento das barragens de rejeitos de mineração em 2015.

Para concluir, em relação às usinas hidrelétricas na atualidade brasileira, destaca-se de forma resumida os seguintes desafios:

1. Dos 23 GW de hidrelétricas legalmente viáveis do plano decenal, 90% é composto de usinas hidrelétricas cujos estudos foram efetuados há mais de 10 anos, isto é, necessitam de revisões;
2. Devido à diminuição das hidrelétricas que cedem espaço na matriz elétrica para as renováveis intermitentes, cuja oferta de energia apresenta volatilidade bem superior à das hidrelétricas, se faz necessário:

⁵ <https://www.nytimes.com/interactive/2018/07/24/business/energy-environment/hover-dam-renewable-energy.html>

- Expandir os estudos sobre usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. Recente Nota Técnica da EPE apresenta uma análise preliminar de usinas hidrelétricas reversíveis para o Estado do Rio de Janeiro (EPE, 2019b). Esses estudos precisam ser rapidamente expandidos para o restante do país, de forma a viabilizar essa interessante fonte para garantir acréscimos instantâneos na demanda;
- Desenvolver estudos para a substituição de modelos de previsão mensal da demanda de energia por modelos de previsão horária;

3. Eventos extremos frequentes colocam em xeque uma hipótese largamente adotada nos modelos matemáticos de previsões de energia elétrica no Brasil: a estacionariedade das séries sintéticas geradas pelos modelos. Uma série temporal é estacionária quando suas características estatísticas (média, variância, autocorrelações) são constantes ao longo do tempo. Segundo Carvalho (2015), resultados obtidos para estudo com a bacia do rio Paraná indicam que a hipótese de estacionariedade das séries de vazões pode não ser mais aplicável aos modelos de suporte às decisões de planejamento e operação de usinas hidrelétricas. Desta forma, deve-se fazer uma reflexão quanto à pertinência de continuar usando modelos que dependem dessa hipótese.

Finalmente, pode-se perceber que, a partir das usinas hidrelétricas com reservatórios de água de grande porte, construídas em meados do século XX até as centrais com pequenos reservatórios - reversíveis ou não - as hidrelétricas continuam sendo a fonte renovável com maior robustez e longevi-

dade no mercado de energia elétrica no Brasil e no mundo. Suas principais funções têm sofrido alterações, mas a sua relevância se mantém.

REFERÊNCIAS

CANALES, F. A., BELUCO, A., & MENDES, C. A. B. (2015). *Pumped storage hydropower in Brazil and the world: application and perspectives*. *Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)*, 19(2), 1230-1249.

CARVALHO, A. D. (2015). *Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas: Contribuição para uma Matriz Energética mais Limpa* (Doctoral dissertation, Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Engenharia Civil).

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2019a). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2019b). *Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis para o Estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro, Brasil.

GOMES, R. D. O. (2012). *Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água no sistema interligado nacional*. (Master dissertation, Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Engenharia Elétrica).

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. (2018). *Global Energy Transformation – A Roadmap to 2050*. Abu Dhabi, EAU.



Heloisa Teixeira Firmo é professora do departamento de Recursos Hídricos e Meio Ambiente da Escola Politécnica da UFRJ desde 2005. Possui graduação em Engenharia Civil, especialização em Recursos Hídricos, Mestrado e Doutorado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Trabalhou em consultoria em obras hidráulicas, nas áreas de hidráulica e hidrologia, principalmente em projetos de usinas hidrelétricas e energia. Atua principalmente nos seguintes temas: gestão de recursos hídricos, energia, engenharia hidráulica, agroecologia, recuperação de áreas degradadas e tecnologias sociais. É professora desde 2016 do Mestrado Interdisciplinar em Tecnologia para o desenvolvimento Social do NIDES (Núcleo Interdisciplinar para o Desenvolvimento Social), da UFRJ.

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



OPINIÃO

A utilização dos recursos hídricos no fraturamento hidráulico

Por Fernanda Delgado, Vivian de Mello Cionek, Larissa de Farias Nunes e Sabrina Lora Henn*

O Brasil é um país de dimensões continentais e detém aproximadamente 12% da disponibilidade hídrica do mundo (Galli e Abe, 2017). Mesmo que distribuída de maneira desigual pelo território brasileiro, tamanha abundância hídrica acaba por criar uma falsa e ingênua ideia de que temos água suficiente para nossas mais diversas demandas, indefinidamente. O suprimento de água de qualidade e em quantidade suficiente é vital para a manutenção dos usos múltiplos de nossa sociedade (PNRH, 1997; Cruz *et al.*, 2017) e, apesar de a água (limpa) ser classificada como um recurso renovável, os níveis de degradação aos quais está submetida provocam efeitos negativos acima de sua capacidade de recuperação natural, gerando impactos ambientais por vezes irreversíveis e conflitos de uso (Ribeiro *et al.*, 2018; Cionek *et al.*, 2019; Kattel, 2019; Ribas e Diaz, 2019). Desta maneira, tem-se cada vez menos água limpa disponível para a manutenção do equilíbrio

natural, para o ciclo hidrológico e, inevitavelmente, para as atividades humanas.

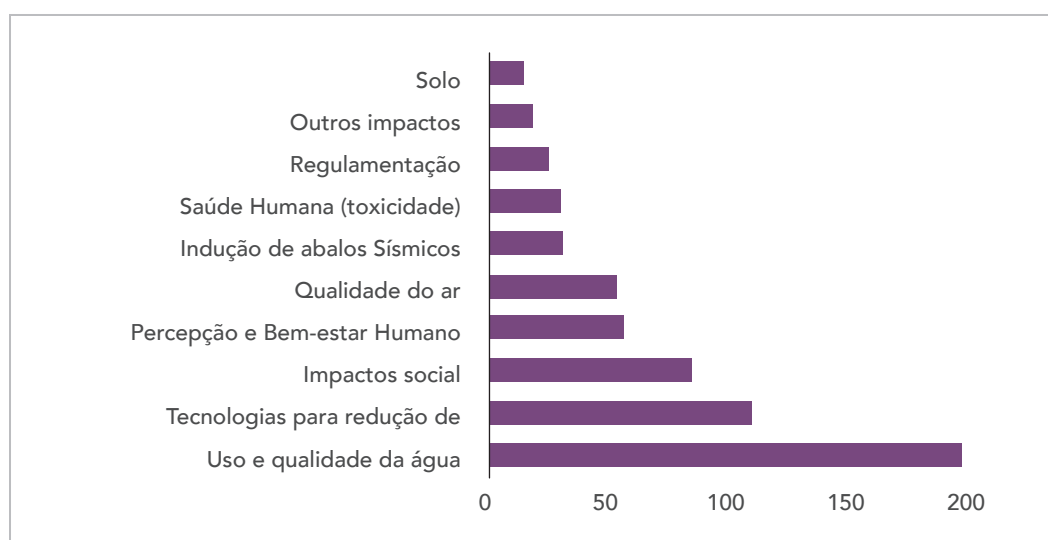
A degradação dos recursos hídricos decorrente das atividades antrópicas (p.ex.: lançamento de esgoto *in natura* e de efluentes industriais, retirada de água acima da vazão permitida, derramamento de óleo e produção de energia) reflete direta e negativamente sobre as próprias sociais (Cánepa *et al.*, 2017; Azevedo-Santos *et al.*, 2018). Cabe destacar o aumento dos custos de tratamento de água para abastecimento público (McDonald *et al.*, 2016), contaminação e bioacumulação de compostos tóxicos nas cadeias alimentares e problemas de saúde humana (Artico *et al.*, 2018; Quintela *et al.*, 2019), eutrofização (Viana *et al.*, 2019), escassez hídrica (Milington, 2018; Lathuillière *et al.*, 2019) e perda de biodiversidade e recursos pesqueiros (Agostinho *et al.*, 2005; Daga *et al.*, 2019).

IMPACTOS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO SOBRE RECURSOS HÍDRICOS

A exploração de hidrocarbonetos por fraturamento hidráulico é uma das atividades com alto potencial de gerar impactos negativos aos recursos hídricos, especialmente devido à periculosidade inerente

aos hidrocarbonetos, e ao risco das operações de fraturamento. Em um levantamento realizado pela FGV Energia (Delgado *et al.*, 2019), dentre 520 estudos científicos que avaliaram os impactos ambientais do Fraturamento Hidráulico, 30% trataram do risco de contaminação de águas superficiais e subterrâneas (Gráfico 1).

Gráfico 1. Número de artigos publicados conforme o objetivo e tipo de impacto investigado.
Total de artigos: 520.



Grande quantidade de água é requerida no processo de fraturamento. Estudos estimam que a demanda varia de 5.700 a 26.500 m³, evidência de que a variação de uso de água é muito grande, dependendo da localidade (U.S. EPA, 2010; CAMARGO *et al.*, 2014; RAHM & RIHA, 2014; JACKSON *et al.*, 2015; SHRESTHA *et al.*, 2017). Esta demanda pode resultar em conflitos de uso quando realizada em áreas ou épocas de baixa disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas (NICOT e SCALON, 2012; CAMARGO *et al.*, 2014; GOODWIN, 2014). Em algumas regiões norte-americanas, a retirada de água representa cerca de 1% da disponibilidade na bacia hidrográfica, enquanto em outras áreas pode alcançar até 10% (U.S. EPA, 2016). Em se tratando do Brasil, em um extenso estudo desenvolvido por

Camargo *et al.* (2014), foi possível verificar que há bacias hidrográficas, como a do Paraná, com disponibilidade hídrica adequada, enquanto as bacias que drenam o Rio Grande do Sul e Minas Gerais sofrem com baixa disponibilidade de água. O maior problema reside no desrespeito as normas vigentes, e na capacidade de suporte dos sistemas hídricos, que não podem ser negligenciados.

Água doce é também requerida para compor os fluidos de fraturamento e podem ter composição variável, de acordo com a área em que serão utilizados. De maneira geral, a base destes fluídos é a água doce, que pode perfazer de 70% até 90% da composição (U.S.EPA, 2016). Há também o reuso de água produzida (até 16%), enquanto os propantes

(p. ex.: areia), até 13%. O restante, uma proporção muito pequena em volume (2% ou menos), corresponde aos aditivos químicos, que contribuem com a dissolução de minerais da rocha, controle de bactérias, prevenção de corrosão e precipitação, redutores de fricção e surfactantes (MAGUIRE-BOYLE e BARRON, 2014; THURMAN *et al.*, 2014; AKOB *et al.*, 2015; U.S. EPA, 2016). A Agência Ambiental Norte-Americana compilou uma lista de 1.084 tipos de compostos químicos usados no processo de fraturamento hidráulico, entre 2005 e 2013, evidenciando a grande variedade de possibilidades para compor este fluido (U.S. EPA, 2016). Esta diversidade de composições dificulta e torna a avaliação de potenciais impactos mais desafiadora, pois as propriedades de cada fluido e seus efeitos no meio serão diretamente dependentes do contexto em que estão inseridos (FERRER E THURMAN, 2015; LUEK E GONSIOR, 2017), demandando esforços pontuais para a avaliação dos impactos.

A escolha do tipo e quantidade do aditivo depende muito das características da rocha, da disponibilidade de recursos financeiros e da disponibilidade do aditivo no mercado. Apesar da proporção baixa na composição do fluido de perfuração, estes aditivos químicos apresentam o maior potencial de causar efeitos negativos (CHEN *et al.*, 2017; HU *et al.*, 2018; KASSOTIS *et al.*, 2018). Parte do potencial de redução dos impactos potenciais reside na transparência de informações sobre as composições dos fluidos de perfuração e no desenvolvimento de fluidos cada vez menos poluentes (JUNG *et al.*, 2015; ZHOU *et al.*, 2018).

Um risco inerente do uso dos aditivos repousa em seu armazenamento em grandes quantidades, para atender à demanda de produção para fraturar as rochas. Em relatório da EPA (U.S. EPA, 2015), nos

Estados Unidos, foram registrados, de janeiro 2006 a abril 2012, 151 derramamentos de fluidos de fraturamento ou de aditivos, dos quais 36% aconteceram nos locais de armazenamento. As principais causas foram falhas nos equipamentos (34%) e erros humanos (25%) (U.S. EPA, 2016). Deste montante, 101 episódios de derramamento alcançaram o solo, águas superficiais ou subterrâneas, com volumes que variaram de 105 a 27.800 litros (U.S. EPA, 2015, pg. 250). O registro dos volumes armazenados é, portanto, essencial para os cálculos dos impactos potenciais sobre recursos hídricos mais próximos, além da definição de ações de emergência e contingência no caso de eventos acidentais. Quando em mistura, no fluido de fraturamento, a quantidade de aditivos é diluída, o que significa um risco mais baixo de contaminação em detrimento dos locais de armazenamento. Mas cabe destacar que o processo de mistura demanda o uso de equipamentos complexos e vulneráveis à derramamentos durante a operação, que implicam em danos ambientais, risco à segurança dos operadores, perda de matéria-prima e custos com a contingência em casos de falha ou acidente (U.S. EPA, 2016). A magnitude, reversibilidade e incidência dos impactos ambientais de derramamentos de fluidos de fraturamento ou aditivos dependerá diretamente de ações de prevenção, contenção e mitigação adotadas. O cuidado deve ser dobrado, pois, apesar de pouco frequente, a ocorrência de derramamentos tem um impacto negativo de alta magnitude, refletindo em mortalidade de organismos aquáticos, bioacumulação nas cadeias tróficas e indisponibilidade de uso da água para abastecimento público (DU *et al.*, 2012; GORDALLA, 2013; RIEDL *et al.*, 2013; KAHRILAS, 2014; BARP, *et al.*, 2017; AGERSTED *et al.*, 2018).

A operação de fraturamento hidráulico tem por objetivo manter as fraturas dentro da zona de produção,

no entanto, é possível que durante a execução do processo as fraturas se estendam além desta zona de produção. Esse risco decorre da operação de poços com integridade mecânica inadequada - por conta de erros de execução ou degradação de revestimentos e cimentação. Em se tratando do revestimento, fatores como a quantidade de camadas, a profundidade, a compatibilidade com a geoquímica da formação e a idade do poço são importantes para a garantia da segurança do revestimento. No caso da cimentação, problemas podem ocorrer devido à falta de cimentação de subsuperfície, uso de material de baixa qualidade, disposição inadequada do cimento ou degradação do cimento com o tempo. Avaliações de incidentes envolvendo a contaminação de aquíferos por metano, em decorrência de defeitos em revestimentos e cimentação de poços norte-americanos, têm reportado taxa de falhas distintas, de acordo com o período e local analisado, variando de 10% (CONSIDINE *et al.*, 2012) a 0,06% (FLECKENSTEIN *et al.*, 2015; SHERWOOD *et al.*, 2016). A frequência de contaminação por operações de óleo e gás é baixa (U.S. EPA, 2016). Já existem tecnologias para realização de testes de integridade, incluindo parâmetros como temperatura, ruído e radiatividade. Ao invés de medir a integridade aparente do cimento, os testes de integridade mecânica medem se há evidência de movimentação de fluidos para fontes de água subterrâneas (U.S. EPA, 2016). O levantamento dos gases em aquíferos também pode ser feito com isótopos, que identificam se eles são produzidos naturalmente ou derivam das operações de óleo e gás.

Outra fonte de risco diz respeito à água produzida ou água de retorno. A quantidade depende de fatores como produção, formação e operação, e pode variar de 950 mil a 3,78 milhões de litros, nos primeiros 10 dias (U.S. EPA, 2016). O trata-

mento desta água, com altos índices de salinidade, é muito custoso, podendo variar de 33.000 a 73.000 dólares por poço (VEIL, 2010). O tratamento químico pode gerar, também, compostos não naturais indesejados, que podem influenciar em protocolos de tratamento, em especial de um que consiga realizar a remoção eficiente de uma ampla gama de compostos orgânicos (MAGUIRE-BOYLE & BARRON, 2014). Como alternativas para destinação adequada desta água produzida há a possibilidade de evaporação de parte da água produzida, tecnologia similar à utilizada para dessalinização de água do mar, reduzindo assim a disposição de água com alto teor de sais ou então é possível aplicar osmose reversa para fluidos com concentração total de sólidos abaixo de 40.000 mg L⁻¹ (GREGORY *et al.* 2011). Outra alternativa é o uso de águas subterrâneas salobras, reduzindo a demanda por água doce. No Texas existem projetos utilizando de 30 a 80% de toda a água necessária para o faturamento (NICOT & SCALON, 2012).

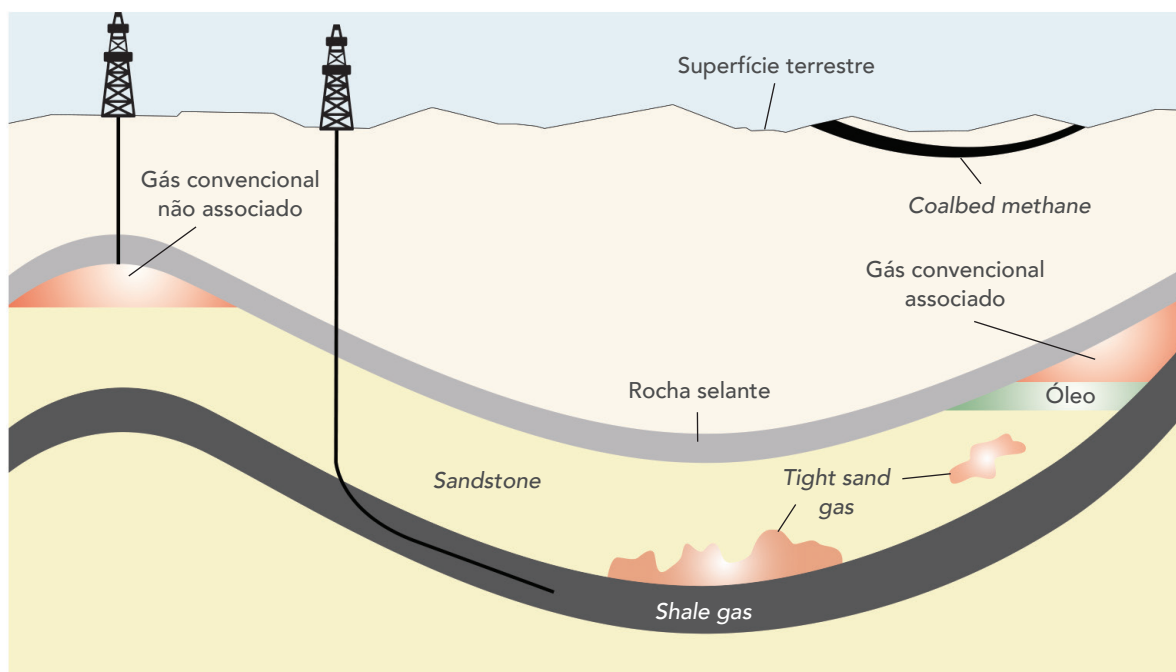
A alternativa mais adotada atualmente, consiste no reuso de água para reinjeção profunda (ESTRADA E BHAMIDIMARRI, 2016; U.S. EPA, 2016). Esta alternativa contribui com a redução da demanda deste recurso de rios, redução dos custos de tratamento e potencial contaminação ambiental. Em locais onde há poços de injeção de água produzida o reuso é imediatamente implantado. Já onde não há, o efluente precisa ser transportado a outra localidade, aumentando os custos operacionais – então é melhor reutilizar (U.S. EPA, 2016). Há o inconveniente do aumento de sólidos dissolvidos na água, que implica em problemas operacionais para injeção profunda, que ainda precisam ser trabalhados. No futuro, o número de poços tenderá a ser reduzido, e, portanto, a água produzida não poderá ser reutilizada, e sim deverá ser tratada.

RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Reservatórios não convencionais, formados por arenitos ou carbonatos, ocorrem quando há migração de hidrocarbonetos das rochas geradoras para rochas reservatórios de alta permeabilidade formando uma acumulação que é aprisionada por uma camada impermeável (rocha selante). Estes hidrocarbonetos podem estar na fase óleo ou gás, o gás normalmente seco não contém concentrações significativas de hidrocarbonetos mais pesados. No mercado atual, esse gás tem um preço mais baixo se comparado ao gás úmido, que tem uma proporção maior de moléculas mais pesadas além de vapor d'água. A maioria dos gases úmidos e secos vem de reservatórios bem definidos com alta permeabilidade (FGV ENERGIA, 2018).

Já o gás não convencional é aquele retirado de rochas com baixa permeabilidade chamadas de folhelho. O folhelho é uma rocha geradora que pode ser encontrada em profundidades diversas, geralmente superiores a 1500 metros (BRITANICA ACADEMIC, 2018). No caso dos reservatórios de *shale gas*, essa rocha é, ao mesmo tempo, geradora e reservatório, caracterizando um sistema petrolífero independente. Como esse sistema é pouquíssimo permeável, parte do óleo e/ou gás fica aprisionado nessas rochas, necessitando de técnicas especiais para sua retirada. As fontes convencionais e não convencionais de gás e óleo podem ser vistas na Figura 1.

Figura 1: Ilustração de fontes convencionais e não convencionais de gás e óleo



Fonte: EIA, 2017

O termo “fraturamento” (*fracking*, em inglês) se refere à utilização de duas principais tecnologias de exploração em conjunto: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico. A primeira técnica tem como objetivo aumentar a área de drenagem do óleo e gás recuperado direcionando o poço para a camada mais porosa. De acordo com Bico (2014), em formações pouco espessas ou inclinadas, um poço horizontal de longo alcance faz com que o contato com a camada porosa aumente a área superficial e consequentemente o escoamento do óleo/ gás para o poço.

A segunda tecnologia aperfeiçoou a exploração em camadas mais finas dessas rochas, aumentando sua produtividade. A técnica de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido sob alta pressão (normalmente água, areia e aditivos) na rocha suficiente para provocar uma ruptura na mesma. A água pressurizada inicia as fraturas e ao mesmo tempo transporta os grãos de areia para o interior dessas fissuras, mantendo-as abertas quando a pressão é aliviada. Estes grãos devem ser bem selecionados para criar uma zona de alta permeabilidade na fratura, facilitando a extração dos recursos desejados (BICO, 2014).

O SHALE GAS NOS ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos são detentores de acumulações significativas de gás natural provenientes de folhelho. O avanço tecnológico permitiu sua extração, e a expansão da atividade reverteu a queda na produção de óleo e gás nos EUA, até então baseada em recursos convencionais.

O sucesso da exploração de *shale gas* no país foi favorecida por uma combinação de diversos fatores: incentivos governamentais para a busca por novas fontes de gás natural; disponibilidade de dados e informações sobre as bacias sedimenta-

res e as propriedades do solo; existência de uma ampla malha de gasodutos; incentivos à inovação; presença de um grande mercado consumidor; quantidade de recursos disponíveis. Além destes, cabe destacar o papel da baixa burocratização da regulação do governo norte-americano. Diferentemente do Brasil, os Estados americanos determinam grande parte de sua política energética.

O país tem características de reservas descentralizadas, com maiores volumes nas regiões Nordeste e Centro-Sul do território. No início da produção de *shale gas*, a infraestrutura de transporte do gás já era abrangente e integrada, favorecendo o escoamento da produção para os mercados consumidores sem que grandes investimentos fossem realizados.

As principais áreas de exploração estão localizadas em regiões que dispõem de uma intensa malha de transporte. Como o mercado de gás é aberto e dinâmico, há uma competição entre os agentes dos diferentes segmentos do mercado de gás natural e um livre acesso aos gasodutos de transporte (LAGE *et al.*, 2013).

No país há uma descentralização regulatória, já que agências que regulam diversas áreas do setor petrolífero. Não são necessariamente federais, podendo ser também estaduais ou municipais.

Os Estados Unidos se destacam pelo fácil acesso aos campos de exploração e produção. Como a maioria das vezes o proprietário do solo não é o governo, a negociação é menos burocrática e mais fácil com empresas privadas, dispensando licitações para o uso da terra. Existe um consenso que o proprietário do bem mineral tem direito de explorá-lo, ainda que os direitos relacionados a terras e recursos minerais caibam à legislação estadual.

A escala de poder atribuída aos municípios varia entre os estados. A legislação municipal, em geral, exerce influência nas questões relativas ao uso da terra e ao zoneamento da mesma, considerando as melhores práticas de saúde, segurança e bem-estar da população. Com relação às licenças, por exemplo, a agência local geralmente requer informações a respeito de zonas de enchentes, nível sonoro, manutenção das áreas e tráfego veicular. Existem também os *royalties* que são pagos inicialmente sob uma taxa da área alocada e depois para uma parcela da produção. Há ainda uma cláusula chamada *shut-in*, que obriga ao locatário o pagamento de uma taxa caso não esteja produzindo na área, mas seu contrato esteja ativo (NICHOLSON, 2015).

Normalmente, as leis ambientais são criadas pelo Congresso Nacional Americano e a responsabilidade de implementação fica a cargo da EPA (*Environmental Protection Agency*). Em grande parte, eles determinam limites para a qualidade do ar, da água e dos resíduos. Em alguns casos, existe a possibilidade da EPA transferir para a esfera estadual a responsabilidade de lidar com algumas questões. Em 2012, a EPA divulgou uma regulação que estabeleceu limites para a poluição atmosférica provocada pela atividade de fraturamento e pelos produtos químicos utilizados. Esses devem ser totalmente exauridos ao fim das atividades valendo-se de métodos de gerenciamento de resíduos (NICHOLSON, 2015).

A exaltação existente dentro dos Estados Unidos em relação ao *shale gas* reside na concepção de que essa é uma fonte de energia que vai possibilitar a independência energética do país, deixando de figurar entre os importadores de petróleo e se tornando um exportador dos recursos. Assim, a principal economia do mundo poderia ficar menos dependente politicamente.

Nos Estados Unidos, as reservas de gás de folhelho são encontradas em mais de 48 estados. Dentre os tipos de recursos não convencionais, o *shale gas/oil* é a fonte mais produtiva, seguida do *tight gas*. A EIA (2017) estimou que em 2017 cerca de 16.76 trilhões de metros cúbicos (Tcf) de gás natural foram produzidos por meio do *shale gas*. Isso corresponde a 60% do volume total de gás natural produzido no país naquele ano.

De 2009 a 2012, a região de Haynesville era a maior região produtora de gás de folhelho do país. Em novembro de 2011, a produção regional de Haynesville atingiu o recorde de 10,4 Bcf/d. No início de 2013, no entanto, à medida que os preços do gás natural começaram a diminuir, a produção da região foi superada pela região dos Apalaches, que inclui as formações de Marcellus e Utica. No final de 2015, a produção de *shale gas* de áreas relativamente ricas em líquidos, como a região de Eagle Ford no Texas e Permian, que abrange partes do oeste do Texas e leste do Novo México, também começou a superar a produção da região de Haynesville (EIA, 2017).

As fontes não convencionais de gás natural devem continuar a impulsionar a matriz energética dos Estados Unidos. De acordo com McKinsey Energy Insights (MEI, 2018), as regiões de Permian, Marcellus e Utica fornecerão 55% da demanda do mercado de gás da América do Norte até 2030. Outra projeção, da EIA (2017), mostra que entre 2010 e 2040 a produção de *shale gas* saltará de 61% para 79% da produção de gás total no país.

Ainda de acordo com o IHS Markit (2018), em um discurso em 2012, o presidente Barack Obama reconheceu a potência energética e de inovação proveniente do *shale gas*, afirmando que o país teria um suprimento de gás natural suficiente para

durar quase 100 anos. Especialistas acreditam que isso irá suportar mais de 600.000 empregos até o final da década. O desenvolvimento do gás natural criará empregos e fábricas mais limpas e baratas, provando que não é preciso escolher entre o ambiente e a economia (IHS MARKIT, 2018). Além disso, a produção de petróleo do país teve um crescimento relevante ao longo de 2017 e deverá aumentar sua produção em 2,7 milhões de barris por dia (bpd), para 12,1 milhões de bpd até 2023, já que o crescimento dos campos de *shale* irão compensar a diminuição no fornecimento convencional (BOUSSO; ZHDANNIKOV, 2018).

Além da independência americana cada vez maior em relação ao próprio abastecimento de hidrocarbonetos em seu território, a expectativa de cenários otimistas é de que o país se torne um exportador de óleo e gás a partir de 2020. A atual produção de petróleo norte-americana é de 10,5 milhões de barris por dia (EIA, 2018), maior que a do Iraque e Irã combinadas (ZACAN, 2018). O protagonismo dos Estados Unidos nessa indústria é vantajoso, também, para os países importadores de petróleo e derivados, dado que estes ficam menos dependentes de outros países produtores que estão sujeitos a conflitos internos, governos autoritaristas e cartéis controladores de preços.

É inegável que a revolução do *shale* provocou um *boom* no fornecimento de petróleo global, possibilitando aos americanos alterarem a balança comercial do país. A dramática mudança nesse cenário foi capaz de pôr fim ao banimento de exportações de recursos naturais, em vigor no país há décadas. No entanto, todo esse potencial somente será concretizado caso a infraestrutura norte-americana seja capaz de suportar esse crescimento. Nesse quesito, entram questões logísticas, de licenciamento, estru-

turais (construção de gasodutos, unidades de tratamento e processamento) e da própria produção. Dessa forma, é fundamental que os EUA atendam a essas demandas para que possam transformar todo o potencial em realidade.

A diversificação do fornecimento global, além de promover um elemento de diversidade no fornecimento reduzindo a influência dos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e seus associados, permitiu também a Estados importadores a adoção de medidas orientadas para o mercado, o que acaba por influenciar sua política externa.

A confluência em uma nova economia do petróleo correlaciona mudanças fundamentais nas regras do mercado petrolífero, tais como (DALE, 2016):

- A inesgotabilidade do recurso (e ser precificado como) devido às mudanças nas condições de mercado (políticas climáticas rigorosas, descobertas de novos campos e *plays*; e a maturidade das tecnologias renováveis);
- A modificação dos fluxos globais de cru para o leste (em direção à Ásia), o que leva a atrasos e gaps de mercado devido à rigidez do setor de *downstream*;
- E a alteração do formato da curva de oferta global de petróleo (tonando-se mais plana) devido à rápida reação ao *shale*; considerando que - historicamente - a OPEP tem apenas capacidade de enfrentar choques temporários de oferta ou de demanda, nunca choques estruturais.

Em geral, uma crescente diversidade de produtores no mercado global de petróleo melhora a segurança do suprimento aumentando a fungibilidade reduzindo o risco de uma indisponibilidade de um

único produtor para o mercado global de petróleo. A proliferação de produtores também inibe a capacidade da OPEP ou de qualquer outra combinação de fornecedores de usar cortes de produção para fins geopolíticos. No ambiente atual, os importadores de petróleo podem empregar ferramentas orientadas ao mercado para influenciar a política externa, como por meio da restrição de exportações de países onde o comportamento entra em conflito com as normas internacionais, como foi visto recentemente com as sanções internacionais contra o Irã.

Embora a produção de shale já tenha começado a remodelar a segurança energética relacionada ao petróleo, a totalidade de suas implicações para os mercados globais de petróleo ainda precisa ser concretizada. Mesmo um aumento modesto na produção fora dos Estados Unidos, por exemplo, poderia aumentar ainda mais a segurança global do petróleo, aumentando a diversificação e aumentando a elasticidade da oferta. As características únicas do shale - investimentos em pequena escala e ciclo curto de produção e retorno de investimento - também podem reduzir as oportunidades de interferência política, particularmente em lugares onde

questões "acima do solo" impedem uma produção viável. Na Argentina, por exemplo, apesar da significativa interferência política que afastou os investidores estrangeiros - e até expropriou seus negócios

CONCLUSÃO

Destacado o cenário de risco potencial de impactos negativos sobre os recursos hídricos, e levando em consideração que os níveis de degradação e uso desregado de recursos hídricos tem atingido níveis sem precedentes no Brasil, torna-se imperativo direcionar operações tecnológicas pautadas nos princípios de prevenção e precaução. Estudos completos, que integrem a dinâmica ambiental, o risco potencial de acidentes e o custo-benefício das operações em cada localidade devem ser realizados e devidamente respeitados. Ocorrências acidentais envolvendo hidrocarbonetos tem consequências irreversíveis, de longo prazo e inaceitáveis. Se o risco de contaminação dos recursos hídricos for alto, não há retorno econômico que compense a operação de mitigação tecnológica, uma vez que não há recursos financeiros suficientes para reverter processos de contaminação, bioacumulação e problemas de saúde associados a eventos acidentais.



Fernanda Delgado é Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval e à Escola Superior de Guerra. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, Downstream, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



Vivian Cionek é bióloga, gestora ambiental e Dr.^a em Ciências Ambientais. Docente do Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina. Atua na pesquisa e docência na área de Ecologia de Ecossistemas Aquáticos, buscando entender como o funcionamento dos ecossistemas aquáticos é afetado pelas atividades antrópicas.



Larissa Nunes é mestranda em Engenharia de Poços pela Universidade de Stavanger (UiS) na Noruega, e formada pela Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC) em Engenharia de Petróleo (2018). Larissa é voluntária da Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE) desde 2013, já tendo atuado como Presidente e Vice-Presidente do Capítulo Estudantil SPE – UDESC (2014-2016) e participado de eventos nacionais e internacionais voltados à indústria do petróleo.



Sabrina Lora Henn é acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo pela Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC. Atualmente faz parte da Diretoria Executiva do Capítulo da Society of Petroleum Engineers – SPE, sendo ativa na entidade há três anos. É pesquisadora bolsista em projetos de iniciação científica no Laboratório de Química da mesma instituição onde também atuou como monitora. Já participou ativamente do Núcleo Extensionista Rondon – UDESC e foi voluntária como Cidadã Global da AIESEC.

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

A large offshore oil platform with yellow and white structures, featuring multiple levels, stairs, and cranes, situated in the ocean under a blue sky with light clouds.

Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

O mês de março/19 apresentou produção diária de 2,56 MMbbl/d, volume 2,8% superior aos 2,49 MMbbl/d produzidos em fevereiro/19 (Tabela 1.1). Embora a Petrobras e a ANP não tenham divulgado até a data desta publicação os destaques operacionais que justificam o incremento na produção nacional, uma análise minuciosa dos dados da agência permite observar uma franca recuperação da produção no Parque das Baleias (principalmente pelo fim da parada programada para manutenção do FPSO Capi-xaba e pelo aumento na produção da P-58), aumentos consistentes da produção dos FPSOs do campo de Búzios (com destaque para a P-76, mas todos em estágio de *ramp-up*), fim da manutenção na P-43 (que opera nos campos de Barracuda e Caratinga) e aumento na produção das plataformas operantes no campo de Lula, como a P-66 e a P-69. Vale também destacar que as plataformas P-33 e P-35, do campo

de Marlim, já estão com produção zerada em março, tendo em vista seu descomissionamento iminente.

O cenário de instalações de FPSOs no país nos próximos anos está, além de otimista, bastante diversificado. A Petrobras tem duas unidades com progresso da construção superior a 95% (a P-68 no campo de Berbigão e a P-70 no campo de Atapu) e outras duas previstas com pelo menos 40% de construção concluída (o FPSO Carioca, do campo de Sépia, e o Guanabara 1, do campo de Mero, ambos sendo construídos pela japonesa MODEC). A OPEP, em seu relatório mensal para o mercado de petróleo, apontou uma expectativa de crescimento da produção brasileira de 300 Mbbl/d apenas em 2019, o que representa 3,3% da produção de março, ficando abaixo somente dos EUA para produtores fora da OPEP¹.

Enquanto isso, outras empresas (principalmente IOCs) também movimentam o mercado. A expecta-

¹ https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

tiva da FGV Energia é de que, até 2030, pelo menos 13 unidades já estejam encaminhadas (em projetos da Equinor, Shell, Total, Exxon, Chevron e BP) dados os resultados das últimas licitações do país.

A Petrobras apresentou, em maio de 2019, seu resultado financeiro para o primeiro trimestre do ano, com resultado líquido 42% inferior ao mesmo período de 2018 e uma queda de 5% na sua produção. Os números refletem o peso causado pela retração dos preços da *commodity* e as menores margens de comercialização de derivados de petróleo no país. O presidente da empresa ainda indicou que deve aportar uma quantia considerável no segundo semestre do ano, em bônus de assinatura com a participação nos três leilões programados para 2019.

Por outro lado, a estatal permanece com seu plano de desinvestimentos no país e anunciou a assinatura de três contratos para alienação de ativos, em valores da ordem de US\$ 10,3 bilhões. O primeiro deles, já anunciado na edição passada desse boletim, foi a cessão de 90% da transportadora de gás natural TAG, com valor estimado de US\$ 8,6 bilhões. Houve também a venda de parte da participação da empresa nos campos de Tartaruga Verde e no módulo III do campo de Espadarte para a malaia Petronas, em uma transação total de quase US\$ 1,3 bilhões. Por fim, houve a alienação de sua participação em 34 campos *onshore* da bacia Potiguar para a Petroreconcavo S.A. pelo valor total de US\$ 384,2 milhões².

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

Agregado	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.560.095,5	2,8%	230.625.537,9	-1,3%
Consumo Interno	1.676.840,8	-0,2%	148.971.540,2	7,5%
Importação	254.839,2	83,0%	16.935.392,9	-7,1%
Exportação	1.150.240,5	-12,1%	117.759.620,2	26,7%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo dados da ANP, em março/19, 94,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,4% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.254 poços, sendo 684 marítimos e 6.570 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em março de 2019, sua produção foi oriunda de 91 poços e chegou a 1,54 MMbbl/d de óleo e 62,7 Mm³/d de gás natural, totalizando 1,94 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Adiantamos nessa edição que

o IBAMA emitiu, em abril de 2019, licença prévia para a 3ª etapa do desenvolvimento de produção do pré-sal na Bacia de Santos para a Petrobras, autorizando a instalação de 11 FPSOs definitivos, dois pilotos de produção e 10 testes de longa duração (TLDs) ou sistemas de produção antecipada (SPAs). Tais unidades não estão presentes no atual Plano de Negócios e Gestão (PNG) da empresa, de modo que podem indicar o desenvolvimento de prospectos ainda em fase exploratória ou mesmo potenciais ativos do excedente da cessão onerosa, que devem ser licitados em 28 de outubro próximo.

¹ Todas as transações estão sujeitas a aprovação em seus órgãos competentes.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o excedente da cessão onerosa continua sendo amplamente discutido e ganhou novos contornos em maio de 2019. O ministro da Economia, Paulo Guedes, já admitiu o repasse de uma parcela do bônus de assinatura do leilão (estimado em R\$ 106 bilhões se todas as áreas forem licitadas) para estados e municípios caso a reforma da previdência seja encaminhada pelos parlamentares. Outras alterações foram aprovadas em reunião extraordinária do CNPE, ocorrida em 09 de maio passado. Entre elas, houve mudanças nos percentuais mínimos de óleo lucro para a União no leilão (aumento para o campo de Atapu e Itapu e redução em Sépia e em Búzios) e na concessão de um adicional de 30 dias para a Petrobras manifestar seu direito de preferência nas áreas do certame. Vale mencionar que a empresa irá pagar pelo menos R\$ 32 bilhões caso manifeste interesse em todas as áreas.

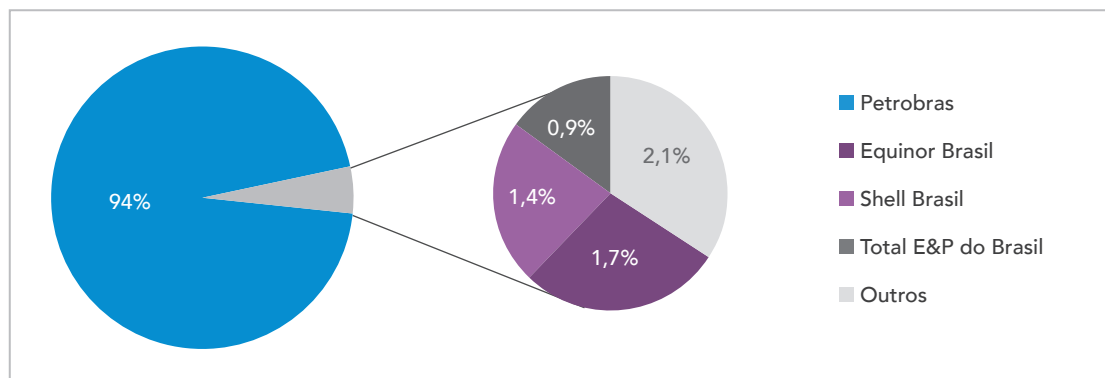
Na mesma reunião extraordinária foram retificados os parâmetros técnicos referentes à produção média diária dos poços utilizados para cálculo dos parâmetros da 6ª rodada (que ocorrerá em 07/11). A alteração, entretanto, não foi substancialmente grande para que as alíquotas mínimas precisem ser alteradas. Ainda sobre essa rodada, a chinesa CNOOC afirmou que monitora também a 6ª rodada do pré-sal. O interesse chinês vem tanto em função do potencial do pré-sal como pelo sucesso obtido com a área de Libra, da qual a chinesa faz parte do consórcio (juntamente com Shell, Total, CNPC, CNOOC Limited e Petrobras).

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras continua majoritária, com 94% da produção, em março/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil reduziu a 1,4% em relação a fevereiro/19 (quando foi de 2,2%), com o decréscimo de 20 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A expectativa da empresa, entretanto, é de mudança substancial nesses índices para os próximos anos. A norueguesa trabalha com a instalação de pelo menos três unidades de grande porte até 2026, uma no prospecto de gás de Pão de Açúcar e outras duas na área de Carcará (uma delas a maior unidade a ser instalada em águas brasileiras, um FPSO de capacidade de processamento de 220 Mbbl/d). Com eles, a empresa espera produzir entre 300-500 Mbbl/d até 2030, de acordo com seu cronograma atual.

A Shell reduziu a 1,7% o seu patamar de campos operados em março/19. A empresa apresentou leve redução na produção de Bijupirá, Salema e Argonauta e mesmo o aumento na produção de Ostra não foi capaz de compensar as quedas. A companhia trabalha também com um horizonte positivo na sua atividade exploratória (tendo em vista o seu programa de perfuração já aprovado na ANP e no IBAMA) e há a possibilidade de instalação de uma unidade de tamanho moderado (90 Mbbl/d) para o bloco de Gato do Mato, com entrada prevista para 2023.

Por fim, a Total também teve ligeira queda em sua parcela em março/19 quando comparada a fevereiro/19, para 0,9%. Houve redução na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

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

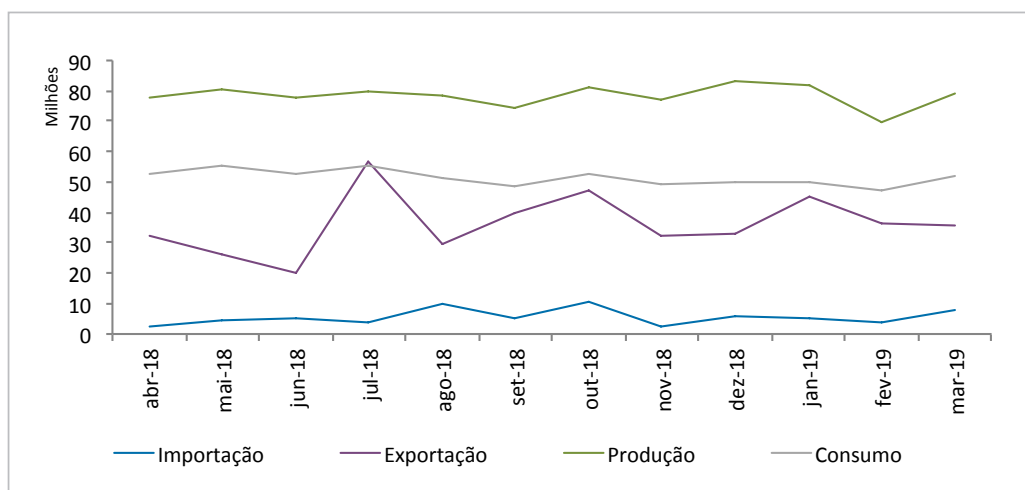


Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em março de 2019, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo aumentou. O aumento da produção do país contrasta com um cenário de alta nos preços de referência internacionais e de cotação do dólar, ambos responsáveis pelo impacto

negativo no consumo interno, uma vez que os preços seguem o mercado internacional. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se resultado negativo com o aumento substancial das importações no mês (principalmente de GLP e Diesel).

Gráfico 1.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o Energy Information Administration - EIA (Gráfico 1.3), a média de preços do óleo tipo Brent tornou a crescer no mês de março, atingindo o

valor de US\$ 66,14/bbl. O WTI também segue em alta e chegou ao valor de US\$ 58,15/bbl em março. A própria EIA atualizou sua previsão de preços para os próximos quatro meses considerando a alta

observada nos últimos dias. O órgão estima que os cortes da OPEP, que seriam de 1,2 MMbbl/d, devam ficar perto dos 2 MMbbl/d.

Entretanto, em maio de 2019, os preços de referência internacional não têm obtido movimentos contundentes. A guerra comercial entre EUA e China (os dois anunciaram tarifas de importação para produtos um do outro) e o fortalecimento do dólar nos últimos dias contrastam com os aumentos que os preços de referência vinham recebendo (motivados pelo controle da oferta da OPEP+).

A Arábia Saudita garantiu, pelo menos até junho deste ano, que cobrirá eventuais déficits de oferta de óleo proveniente do Irã, em função do fortalecimento das sanções dos EUA para o óleo iraniano, desde o início de maio. O anúncio sugere que o país saudita está em situação desconfortável, tendo de lidar com os interesses da OPEP+ sem perder sua relação diplomática positiva com os norte-americanos.

Ainda falando sobre a Arábia Saudita, a estatal Saudi Aramco assinou um contrato recorde de US\$ 69,1 bilhões com a petroquímica Sabic para adquirir uma posição majoritária na companhia. Essa aquisição segue em linha com a estratégia da Saudi Aramco de aumentar sua participação no segmento de refino e diversificar seus ativos (planos totais estão em torno de US\$ 500 bilhões até o fim da próxima década). A empresa também espera dobrar sua produção de gás na próxima década, para reduzir sua dependência com as vendas de crus. Para tanto, avalia a aquisição de uma parcela da participação da norueguesa Equinor em suas

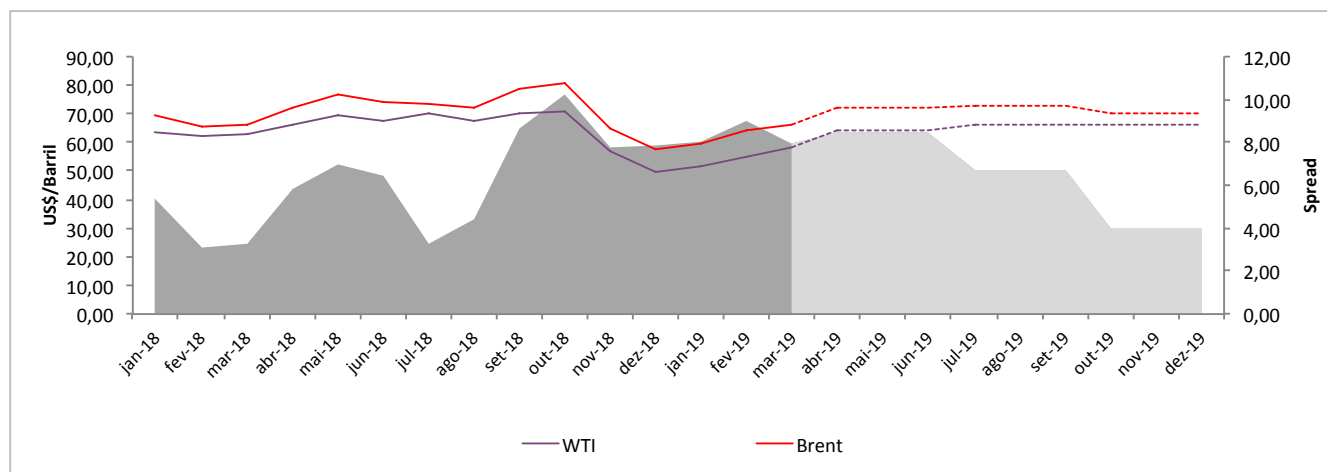
operações de *shale* nos EUA, principalmente na Bacia de Marcellus, além de outras oportunidades na Rússia e na Austrália.

Um outro acordo importante reportado na versão passada deste boletim diz respeito a aquisição da petroleira norte-americana Anadarko. Apesar dos termos assinados no mês passado de aquisição da Anadarko pela Chevron, a empresa voltou atrás e aceitou outra oferta, da Occidental, por um valor total próximo a US\$ 40 bilhões. A Occidental enfrentou uma série de dificuldades para fechar o acordo, tanto por ser uma empresa menor que a Chevron (ter menor caixa disponível para cumprir com a parcela em *cash* do acordo) como para convencer seus acionistas e os da Anadarko de que essa seria a melhor transação para ambos.

A CEO da Occidental, Vicki Hollub, já planeja se desfazer de parte dos ativos da Anadarko, dada a falta de expertise em alguns deles e por outros não fazerem parte dos planos estratégicos da empresa. Nessa temática, um anúncio interessante foi um pré-acordo com a Total para cessão dos ativos da Anadarko na África, em especial o complexo de GNL de Moçambique. O acordo gira em torno de US\$ 8,8 bilhões e auxiliará na cobertura dos gastos com a aquisição feita pela Occidental.

A Chevron, enquanto isso, conseguiu sair com US\$ 1 bilhão pela cláusula de rescisão do contrato. A empresa pode utilizar o montante para aquisição de empresas de pequeno e médio porte na bacia do Permiano, maior interesse das companhias americanas nos últimos meses e um dos principais alvos da Chevron ao tentar adquirir a Anadarko.

Gráfico 1.3: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em março de 2019, todos os estados do país, a exceção do Rio de Janeiro, apresentam déficit em sua relação entre o acumulado de 2018 com 2019. Entre as mudanças mais representativas, está a recuperação da produção *offshore* do Espírito Santo (prin-

cipalmente devido ao Parque das Baleias e ao fim de serviços de manutenção em unidades de outros campos do estado) e o aumento na produção do Rio de Janeiro (cujas justificativas também já foram reportadas no início da sessão), maior produtor do país.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.418	0,6%	218.950	-10,2%
	Offshore	73	22,3%	7.862	-0,9%
AM	Onshore	20.102	1,1%	1.782.670	-3,6%
BA	Onshore	27.589	-1,8%	2.512.795	-7,3%
	Offshore	370	-21,6%	34.403	-30,4%
CE	Onshore	885	2,4%	80.769	-13,4%
	Offshore	3.775	-0,5%	346.446	-3,3%
ES	Onshore	8.846	-3,0%	834.335	-12,7%
	Offshore	279.824	18,4%	25.108.682	-16,5%
MA	Onshore	4	-47,7%	1.055	-33,6%
RJ	Offshore	1.852.223	1,3%	167.693.482	4,0%
RN	Onshore	34.787	-3,7%	3.198.837	-2,8%
	Offshore	5.066	3,0%	439.149	-12,8%
SP	Offshore	309.808	2,0%	27.023.077	-10,9%
SE	Onshore	11.347	-1,9%	1.049.507	-25,6%
	Offshore	2.977	-7,9%	293.519	-38,6%
Total		2.560.096	2,8%	230.625.538	-1,3%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em março de 2019, apesar da queda do consumo, o diesel apresentou alta na sua produção e importação, o que pode representar que

os refinadores estão se prevenindo para aumentos no preço ainda maiores. Todos os outros combustíveis registraram queda na sua produção e consumo no país. Os cenários de altas nos preços aumentam, por exemplo, a competitividade de combustíveis automotivos mais acessíveis, como o álcool hidratado e o GNV.

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

Combustível	Agregado	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	406.097	-4,8%	36.802.645	-0,8%
	Consumo	460.952	-4,9%	42.208.604	-9,4%
	Importação	62.546	-15,8%	6.704.613	-13,9%
	Exportação	30.040	-45,9%	3.862.801	178,3%
Diesel S10	Produção	721.813	4,4%	61.741.691	9,0%
	Consumo	831.672	-6,0%	390.424.763	427,1%
	Importação	159.571	9,7%	14.439.406	-37,5%
	Exportação	392	-5,8%	44.231	-99,0%
GLP	Produção	116.758	-3,4%	10.759.119	-4,7%
	Consumo	213.499	-4,7%	19.321.613	-1,8%
	Importação	53.339	56,5%	1.653.494	-29,4%
	Exportação	11	33,6%	552	-31,0%
QAV	Produção	100.234	-13,6%	10.130.337	-6,5%
	Consumo	121.646	-3,9%	11.530.455	4,3%
	Importação	0	-100,0%	1.894.879	30,2%
	Exportação	41.711	-24,1%	4.022.255	3788,0%
Óleo Combustível	Produção	192.487	-13,9%	18.211.232	8,8%
	Consumo	37.201	-5,6%	3.232.223	-17,4%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	82.455	-31,6%	9.823.241	59,2%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

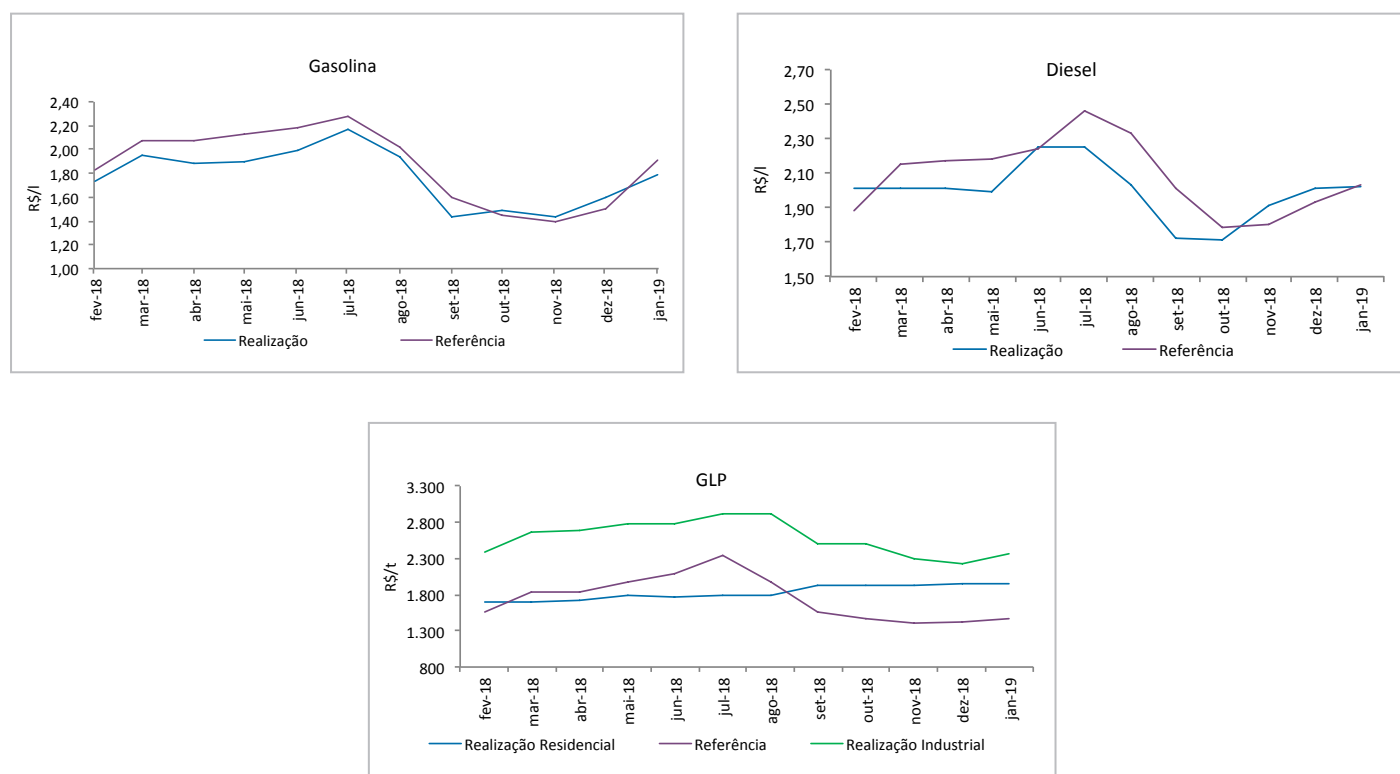
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A Petrobras irá se desfazer dos seus ativos de refino localizados fora do eixo Rio-São Paulo (maior produtor e localizado na região mais economicamente desenvolvida). O modelo de vendas de oito das suas refinarias (as refinarias Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR)) apresentado pela Petrobras em abril de 2019 (combinadas têm capacidade de refino de 1,1

MMbbl/d ou 47% da capacidade instalada atual do país) gerou certa discordância para especialistas.

O modelo regionalizado aplicado ao parque de refino brasileiro, *clusterizando* a produção com base no interesse econômico regional, tem seus aspectos positivos e negativos. Por um lado, os ativos são correlacionáveis e empresas que preferenciam tais derivados terão vantagem. Por outro lado, a Petrobras permanece no controle da malha de distribuição dos derivados produzidos, o que se apresenta como um empecilho importante em termos de logística.

Gráfico 1.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)

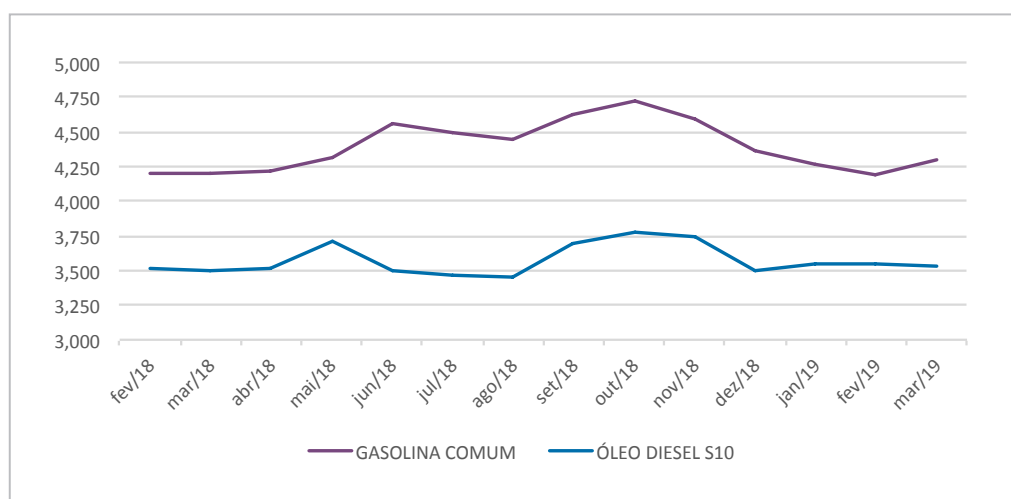


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A manutenção do preço internacional a níveis semelhantes nos últimos dias também motivou o principal agente nacional, a Petrobras, que trabalha com política de paridade internacional, a manter seus

preços inalterados desde 30 de abril para a gasolina e desde 4 de maio para o óleo diesel. Por regimento interno, a estatal não pode reajustar o valor do seu combustível em períodos inferiores a 15 dias.

Gráfico 1.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R\$)



Fonte: ANP, 2019.

Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de fevereiro/2019, a produção bruta de gás natural foi de 110,2 MMm³/dia. Esse volume foi 2,7% menor do que o mês anterior (janeiro/2019) e 0,3% superior ao mesmo mês do ano anterior (fevereiro/2018). No mês de fevereiro/2019, 99,9% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 76% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 78% da produção nacional neste mês de análise, apenas dois são de gás não associado – Mexilhão e Manati.

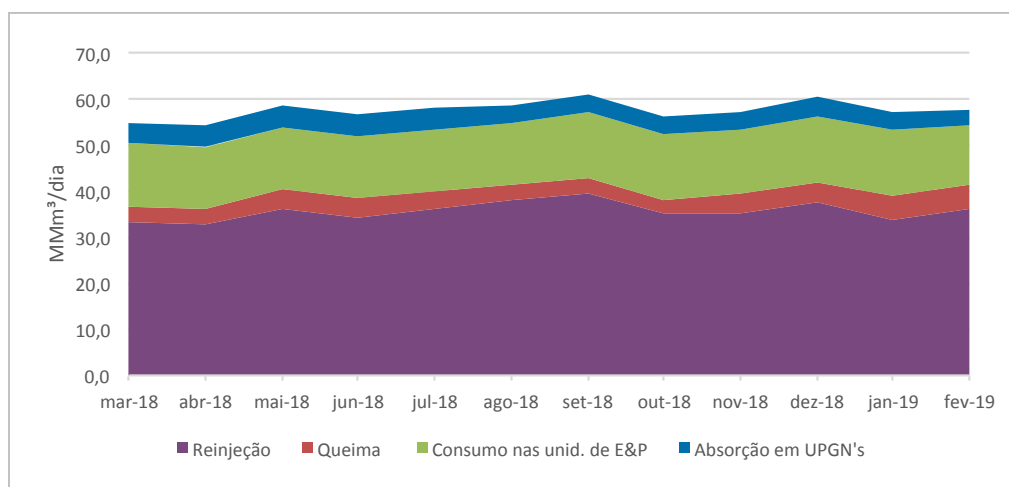
A produção indisponível em fevereiro/2019 foi de 57,7 MMm³/dia, 1,0% superior a janeiro/2019 e 6,1% maior do que fevereiro/2018. A reinjeção de gás natural, que é a maior parcela da produção indisponível, apresentou aumento de 8,1% em relação a janeiro/2019, sendo a única com parcela positiva. Observou-se uma diminuição da queima de gás natural de 9,4% em comparação com o mês anterior (janeiro/2019), e aumento de 41,9% em relação ao mesmo mês de fevereiro de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Búzios e Lapa, com os maiores volumes vindo das FPSOs Cidade de Caraguatatuba, P-75 e P-69, respectivamente.

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

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	110,2	-2,7%	0,3%	223,4	0,5%
Produção Indisponível	57,7	1,0%	6,1%	114,8	7,7%
Reinjeção	36,2	8,1%	10,1%	69,7	9,7%
Queima	5,1	-9,4%	41,9%	10,8	29,1%
Consumo interno em E&P	12,9	-7,6%	-3,7%	26,9	0,5%
Absorção em UPGN's	3,5	-13,5%	-22,4%	7,5	-16,6%
Oferta de gás nacional	52,5	-6,5%	-5,4%	108,5	-7,1%
Oferta nacional/Prod. Bruta	48%	-3,9%	-5,7%		
Importação	35,8	102,7%	43,5%	53,4	12,6%
Gasoduto	25,0	45,0%	10,8%	42,2	0,5%
GNL	10,8	2534,1%	355,7%	11,2	58,8%
Oferta de gás nacional + Importação	88,2	19,7%	9,7%	161,9	-0,6%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

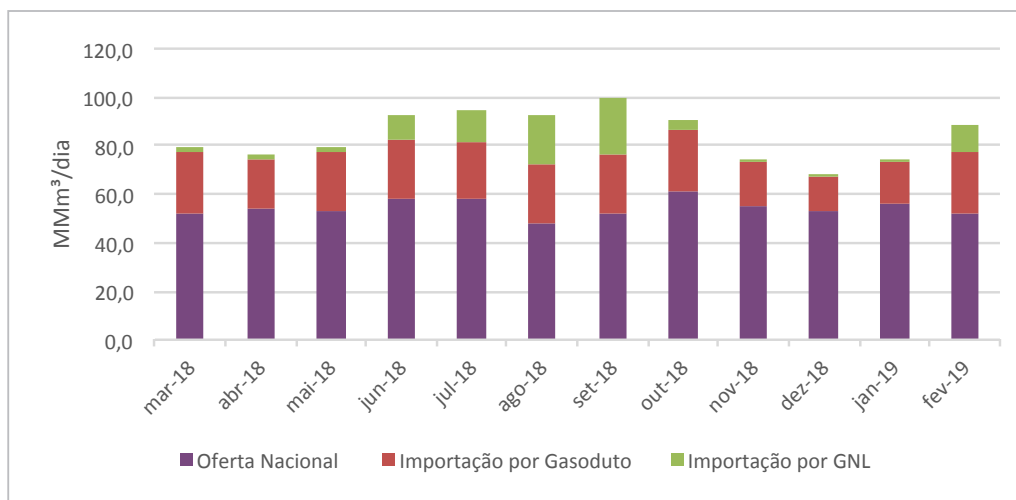
O volume de gás nacional ofertado ao mercado em fevereiro/2019 foi de 52,5 MMm³/dia, 48% da produção nacional bruta, ficando 6,5% abaixo do mês de janeiro/2019 e 5,4% abaixo do mesmo mês em 2018.

O aumento da demanda no mês de fevereiro de 2019 – que será visto na subseção a seguir, impactou diretamente na oferta de gás natural importado, sendo importados 35,8 MMm³/dia, 102,7% superior a janeiro/2019. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 25,0 MMm³/dia, registrou aumento de 45,0% em relação ao mês anterior. Em relação a fevereiro/2018 houve aumento de 10,8% da importação via gasoduto.

Seguindo o aumento da demanda, a importação de gás via GNL obteve uma expressiva variação, com um aumento de 2534,1% em relação a janeiro/2019,

aumentando a sua participação no volume em 355,7% comparado ao mesmo período de 2018. Sobre a regaseificação de GNL, destaca-se que o FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) Experience movimentou-se do terminal de Pecém para o terminal da Bahia e o FSRU Golar Winter efetuou movimento inverso, saindo do terminal da Bahia para o terminal de Pecém. Esta troca de posições foi intencionada devido a capacidade dos dois FSRUs, 20mn m³/dia para o Experience e 14mn m³/dia para o Golar Winter, maximizando a importação via GNL para abastecer as termoeletricas a gás natural. A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importação, em fevereiro de 2019, foi de 88,2 MMm³/dia, ocorrendo um aumento de 19,7% em relação ao mês anterior (janeiro/2019). No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

A demanda de gás natural, em fevereiro/2019, foi de 81,1 MMm³/dia, apresentando um aumento de 20,3% em relação ao mês anterior (janeiro/2019). Esse acréscimo foi relacionado ao aumento de consumo em todos os setores, porém principalmente pela demanda do segmento termoelétrico, indicado pela geração de energia elétrica (GEE) (Tabela 2.2).

A demanda industrial aumentou 0,9% em relação a janeiro/2019, consumindo 38,5 MMm³/dia. O consumo de gás natural indica uma retomada gradual e consistente da indústria. Em relação ao consumo à geração de energia elétrica (GEE),

houve consumo de 31,6 MMm³/dia, representando um acréscimo de 66,5% de janeiro/2019 para fevereiro/2019, devido ao aumento do custo marginal de operação (CMO) médio que passou de 141 para 276 R\$/MWh, em função da baixa dos reservatórios hídricos.

O setor automotivo obteve um aumento de 3,7% no consumo de gás natural em relação a janeiro/2019. Já a demanda residencial teve um acréscimo de 9,6% em relação ao mês anterior (janeiro/2019). Comparando ao mesmo período do ano de 2019, houve uma queda de 11,7%.

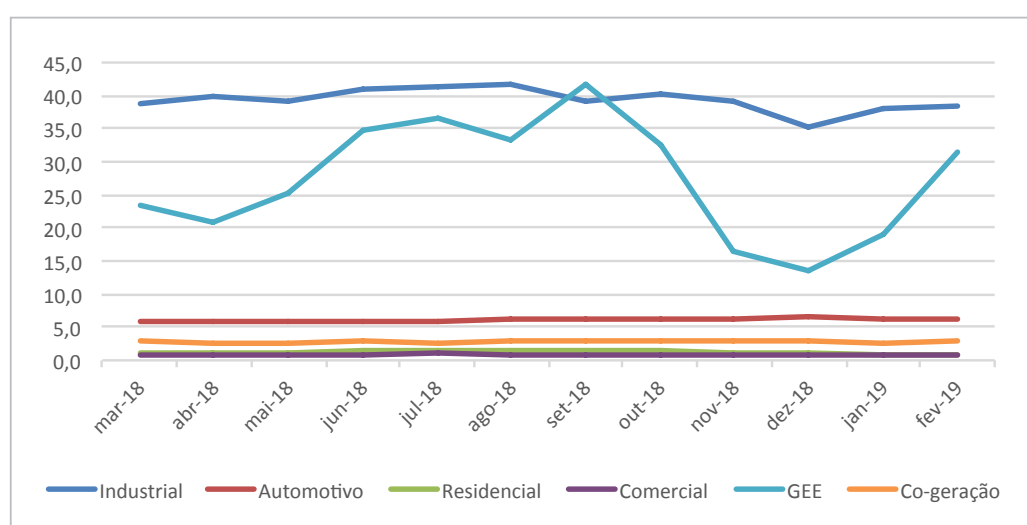
No Gráfico 2.2 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

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

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	38,5	0,9%	-4,6%	76,6	-3,5%
Automotivo	6,4	3,7%	11,5%	12,6	12,0%
Residencial	0,9	9,6%	-11,7%	1,7	-13,0%
Comercial	0,9	7,3%	11,4%	1,7	10,4%
GEE	31,6	66,5%	29,7%	50,6	-2,6%
Cogeração	2,8	14,2%	-5,7%	5,3	-10,5%
Total	81,1	20,3%	7,8%	148,5	-2,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,7 US\$/MMBTU, apresentando um decréscimo de 11,8% em relação a janeiro/2019. Mesmo que este boletim trate dos dados de fevereiro, vale destacar que o *Henry Hub* está sendo negociado a 2,65 US\$/MMBTU em abril/2019.

Em relação ao gás nacional, o preço GNL internalizado no Brasil foi de 8,7 US\$/MMBTU, mostrando uma queda de 7,6% em relação a janeiro/2019. Já o gás boliviano se manteve em torno do mesmo preço do mês anterior (janeiro/2019), 8,8 US\$/MMBTU, porém 85,1% acima comparado ao mesmo período do ano de 2018.

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

	fev-19	fev-19/jan-19	fev-19/fev-18
Henry Hub	2,7	-11,8%	0,4%
GNL no Japão	11,8	-1,7%	19,9%
NBP ¹	6,4	-18,6%	0,0%
GNL no Brasil ²	8,7	-7,6%	37,3%
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,8	0,5%	85,1%
PPT ⁴	4,2	-0,2%	-5,8%
City Gate	9,7	1,7%	0,0%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	22,5	1,6%	63,9%
Indústria - 2.000 m³/dia ⁵	19,4	8,0%	8,9%
Indústria - 20.000 m³/dia ⁵	16,6	4,5%	6,3%
Indústria - 50.000 m³/dia ⁵	16,1	4,4%	7,7%

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

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

⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

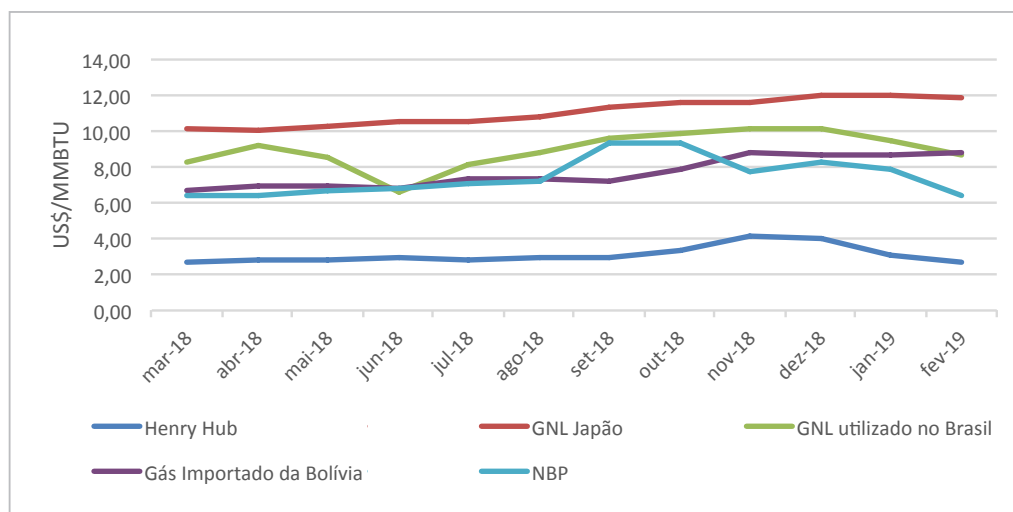
A Tabela 2.3 mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final, apresentando o aumento do preço do Gás Natural Veicular (GNV), com acréscimo de 1,6% em relação ao mês anterior (janeiro/2019), fechando em 22,5 US\$/MMBTU e 63,9% acima ao valor de fevereiro/2018. Para os preços do gás fornecido às indústrias, o maior acréscimo foi referente a 2.000 m³/dia, no qual o valor foi de 19,4 US\$/MMBTU, com 8,0% de aumento.

Vale destacar que o GNV chegou ao valor de R\$3,18 por m³ neste ano, atingindo o seu maior patamar desde 2004, estando R\$0,06 acima do preço obtido em 2009 (valores corrigidos pela inflação). Desde 2015, com a alta da gasolina, o GNV voltou a ser visto como alternativa¹.

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

¹ Para maiores informações: <https://www1.folha.uol.com.br/seminariosfolha/2019/04/gas-natural-veicular-atinge-o-maior-preco-desde-o-inicio-de-serie-historica.shtml>

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



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

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- De acordo com a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), foram recebidas 38 propostas comerciais de 9 *players*, nacionais e internacionais, para a chamada pública das distribuidoras de gás dos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe, que somam juntas um volume de demanda de 9,4 milhões de m³/dia. A expectativa é que os contratos sejam assinados no segundo semestre². Para a chamada pública aberta pela COMPAGAS, GasBrasiliano, MSGÁS, SCGÁS e SULGÁS, na região Centro-Sul do país, foram recebidas 48 propostas, de 14 empresas diferentes. Juntas o volume potencial de aquisição é de 10 milhões de m³ diários de gás natural³.

- No dia 31 de maio irá acontecer o primeiro leilão de energia do novo governo federal. O leilão será para o estado de Roraima, único estado do país que não está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN)⁴. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) registrou o cadastramento de 156 projetos para o leilão, sendo 79 para o produto potência, que somam 4.761 MW de capacidade instalada, e 77 para o produto energia, que totalizam 1.245 MW. O leilão será aberto para projetos de todas as fontes de energia. O início do suprimento está previsto para junho de 2021⁵.
- Os ministros Paulo Guedes (Economia) e Bento Albuquerque (Minas e Energia) anunciaram uma proposta para diminuir a concentração da Petrobras, diminuindo seu monopólio

² Para maiores informações: <https://www.abegas.org.br/arquivos/72025>

³ Para maiores informações: <https://www.abegas.org.br/arquivos/71753>

⁴ Para maiores informações: "Crise energética em Roraima, a deterioração da Venezuela e a posição brasileira", Delgado et al. Revista Conjuntura Econômica, maio de 2019, volume 73.

⁵ Para maiores informações: <https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/preco-teto-para-gas-e-renovaveis-no-leilao-de-boja-vista-e-de-r-754-mwh/>

nos setores de óleo e gás no país. O Cade (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), em parceria com a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis), fará estudos para definir propostas de estímulo à concorrência.

De acordo com o economista Carlos Langoni, diretor do Centro de Economia Mundial da Fundação Getúlio Vargas, um dos mentores da proposta, ao se incentivar a competição, estima-se que é possível reduzir pela metade o preço do gás natural vendido no país, com impactos positivos na atividade industrial e na conta de luz. Entre as propostas anunciadas, inclui-se ainda outros três pilares: revisão do modelo tributário do setor, incentivo ao uso do gás para geração de energia e novo marco jurídico para a distribuição, para apoiar a figura dos consumidores livres de gás (que podem negociar o produto sem a distribuidora)⁶.

- De acordo com o relatório *Key Electricity Trends* 2018, da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), o gás natural se tornou pela primeira vez a fonte de energia mais utilizada para geração de eletricidade nos países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), ultrapassando o carvão. O gás natural teve uma participação de 27,4% no mix, contra 25,4% do carvão⁷.

- Mais um capítulo sobre a disputa comercial EUA X China. O país asiático anunciou que irá aumentar suas tarifas sobre a importação de GNL americano para 25%, entrando em vigor no dia 1º de junho. Atualmente essas tarifas estão no valor de 10%. Tal medida é uma retaliação ao Presidente Donald Trump, que anunciou que irá aumentar tarifas no valor de US\$ 200 bilhões sobre produtos chineses⁸.
- Durante apresentação na Arena ONIP (Organização Nacional da Indústria do Petróleo), na OTC 2019 (Offshore Technology Conference), o secretário de Petróleo e Gás do Ministério de Minas e Energia, Márcio Félix, indicou que há em estudo três novas rotas para o escoamento do gás natural produzido no pré-sal da Bacia de Santos. As três novas rotas são:
 - Rota 4, um gasoduto de 275km de extensão ligando a produção do pré-sal até Praia Grande (SP);
 - Rota 5, um gasoduto de 120km de extensão ligando a produção do pré-sal ao Porto de Açu (RJ) e;
 - Rota 6, um gasoduto de 120km de extensão ligando a produção do pré-sal ao Porto Central, em Presidente Kennedy (ES)⁹.

Vale destacar que nenhum desses projetos estão no último Plano de Negócios anunciado pela Petrobras.

⁶ Para maiores informações: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/04/governo-prepara-fim-do-monopolio-da-petrobras-no-gas-para-reduzir-preco.shtml>

⁷ Para maiores informações: <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/april/key-electricity-trends-2018.html>

⁸ Para maiores informações: <https://www.chron.com/business/energy/article/China-hikes-LNG-tariff-to-25-percent-13841024.php>

⁹ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/tres-novas-rotas-para-o-gas-da-bacia-de-santos/>



Biocombustíveis

*Por Tamar Roitman**

A) PRODUÇÃO

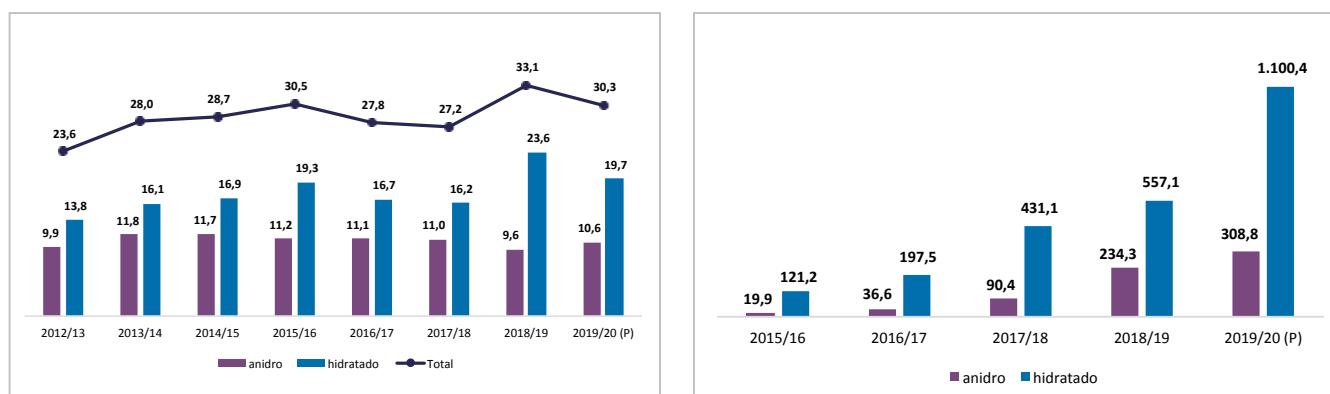
A safra 2018/19 de cana da região Centro-Sul do país se encerrou em março, com a produção total de 33,1 bilhões de litros de etanol, sendo 9,6 de etanol anidro e 23,6 de hidratado.

Após um aumento de quase 22% na oferta de etanol em relação ao ciclo anterior (2017/18), as estimativas da Conab apontam para uma produção de 30,3 bilhões de litros do biocombustível no ciclo 2019/20 (Gráfico 3.1), o que representa uma queda de 8,6%. Enquanto na safra recém finalizada a parcela da cana-de-açúcar destinada ao etanol foi de 65,1%, estima-se um aumento da produção de açúcar e, portanto, uma redução do direcionamento da cana ao biocom-

bustível na safra 2019/20 (60,9% de acordo com a Conab). Ainda assim, o *mix* se manterá mais alcooleiro, como ocorreu no ciclo 2018/19.

Com o aumento da produção nacional de etanol a partir de milho, a Conab passou a acompanhar e divulgar informações a respeito do tema, inclusive projetando a oferta do ciclo iniciado em abril de 2019. Na safra 2018/19, foram produzidos 791,4 milhões de litros de etanol a partir do grão, o que representa um aumento de 51,8% em relação ao ciclo 2017/18. Para o próximo ciclo, a Conab estima que serão produzidos 1,4 bilhão de litros na região Centro-Sul do país (Gráfico 3.1).

Gráfico 3.1 – Histórico da produção de etanol de cana (em bilhões de litros) e de milho (em milhões de litros) por safra



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Conab

No mês de março/19, a produção de etanol somou 557,2 milhões de litros em (Tabela 3.1). O volume representa um aumento de 144,7% em relação ao mês anterior (fevereiro/19). A oferta de anidro em março/19, 106,7 milhões de litros, superou em 58,0% o mês anterior e em 14,6% o mesmo mês do ano passado (março/18). No acumulado dos três primeiros meses do ano, a produção de anidro supera em 13,0% o mesmo período do ano passado. No caso do etanol hidratado, os 450,5 milhões de litros produzidos em março/19 representam um crescimento de 181,2% em relação a fevereiro/19,

mas na comparação com o mesmo mês do ano passado, a oferta de hidratado registrou queda de 25,1%. No acumulado de janeiro a março a queda foi de 17,8%.

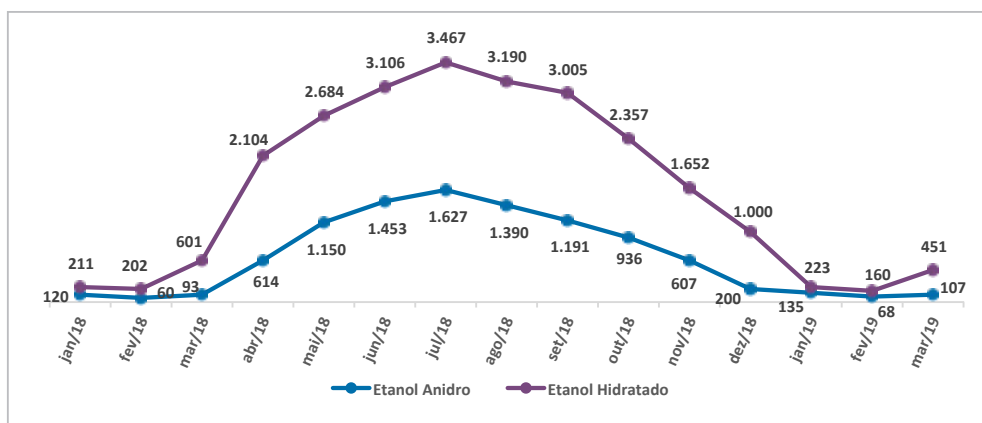
Segundo levantamento do Cepea (Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada), da USP, as usinas tiveram problemas com o início da moagem da safra 2019/20, por conta das chuvas ocorridas nas principais regiões produtoras do estado de São Paulo, reduzindo a oferta de etanol hidratado em relação ao início da safra passada.

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

Biocombustível	mar-19	acum-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	106,7	308,9	58,0%	14,6%	13,0%
Etanol Hidratado	450,5	833,6	181,2%	-25,1%	-17,8%
Total Etanol	557,2	1.142,5	144,7%	-19,7%	-11,3%
Biodiesel	462,1	1.323,9	11,3%	2,1%	17,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 3.2 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

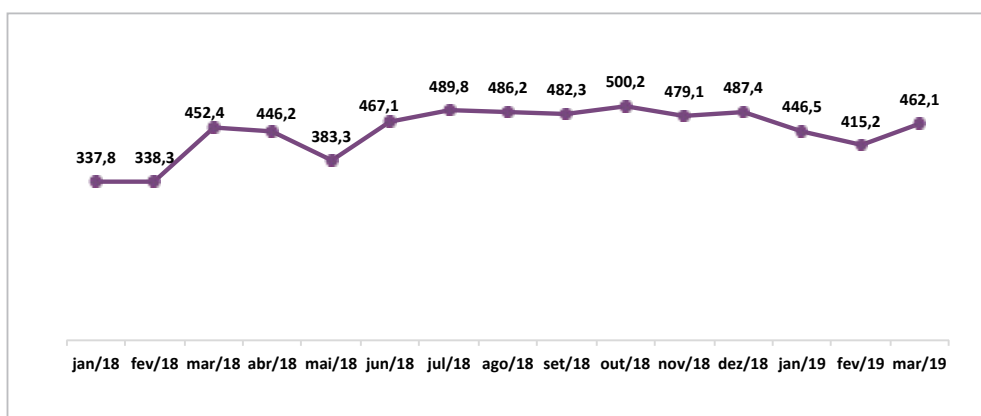
Em março/19, foram produzidos 462,1 milhões de litros de biodiesel, registrando uma alta de 11,3% em relação ao mês de fevereiro/19 (Tabela 3.1). A produção também superou em 2,1% o mesmo mês do ano passado (março/18) e, no acumulado de janeiro a março de 2019, a oferta do biocombustível supera em 17,3% o mesmo período de 2018.

Para os meses de março e abril, o 65º Leilão envolveu a negociação de 977,5 milhões de litros, ou

seja, 62,6 milhões de litros a mais do que o negociado no leilão anterior (915 milhões de litros).

Em novembro de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a alteração da mistura obrigatória de biodiesel no diesel, que passaria de 10% (B10) para 11% (B11) em junho de 2019. A nova mistura, B11, no entanto, deve entrar em vigor apenas no segundo semestre deste ano, segundo a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (Abiove)¹.

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

¹ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/info/mistura-de-11-de-biodiesel-no-diesel-deve-ficar-para-2-semester-diz-abiove-050419>

B) PREÇOS

Em março e abril de 2019, tanto a gasolina quanto o etanol hidratado registraram alta de preços para o consumidor. O preço médio de revenda do biocombustível chegou a R\$ 3,00, enquanto a gasolina custou R\$ 4,44, no mês de abril/19 (Gráfico 3.4). A relação de preços entre o hidratado e a gasolina, que esteve em 68,5% em março, caiu para 67,7% em abril. Na comparação entre março e abril/19, o biocombustível registrou alta de 1,8%, enquanto a gasolina subiu 3,1%.

Nas usinas, o anidro passou de R\$ 1,88, em março/19, para R\$ 1,99, em abril (alta de 5,7%), enquanto o hidratado aumentou de R\$ 1,80 para R\$ 1,85, registrando um acréscimo de 2,7%, de acordo com o Indicador Cepea/Esalq.

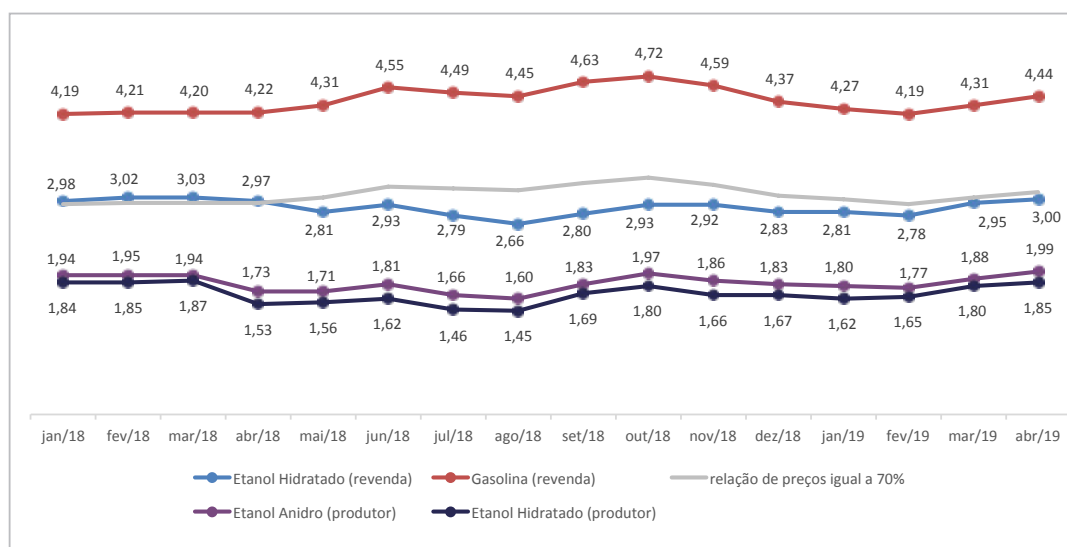
A menor oferta e a demanda aquecida elevaram as cotações do etanol hidratado em março e abril. De

acordo com levantamento do Cepea, o primeiro mês oficial da safra 2019/20, abril/19, foi marcado por preços dos etanóis em alta – com exceção da última semana, na qual as cotações recuaram, devido à normalização da moagem, o que promoveu o aumento da oferta por parte das usinas.

No 65º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de março e abril de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,33, o menor valor desde o mês de novembro de 2017. Já o preço de revenda do óleo diesel aumentou de R\$ 3,53, em março, para R\$ 3,57, em abril, registrando alta de 1,2% no período (Gráfico 3.5).

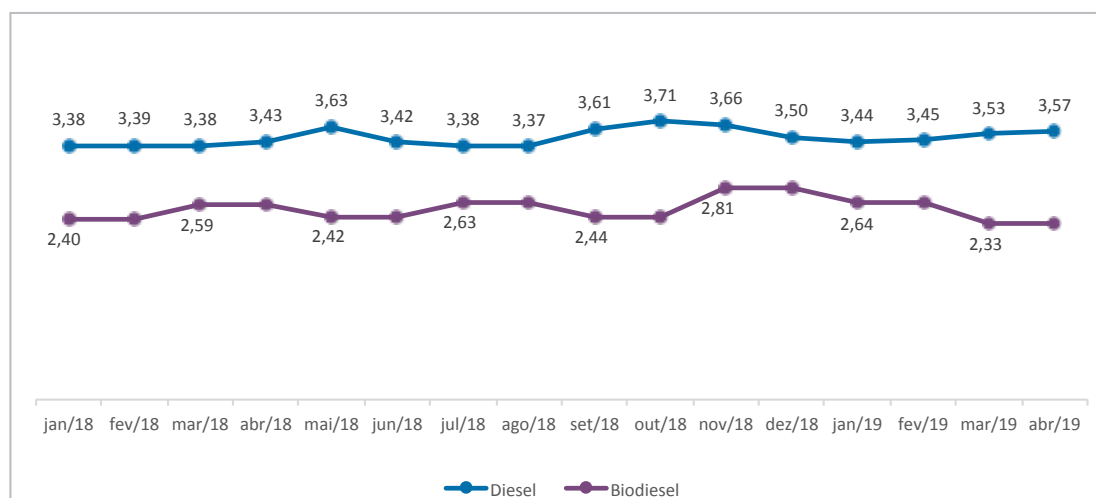
Para os meses de maio e junho, o biodiesel foi negociado por preços ainda menores (R\$ 2,29), no 66º Leilão. Esse é o menor preço dos últimos 11 leilões.

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



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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Mesmo com a queda na produção e o aumento de preços, as vendas de etanol hidratado seguem batendo recordes, como resultado dos estoques elevados mantidos pelas usinas e dos preços competitivos frente à gasolina.

Em março/19, a demanda por etanol hidratado somou 1,7 bilhão de litros, superando em 1,1% a demanda de fevereiro/19 e em 27,4% a do mês de março de 2018 (Tabela 3.2). No acumulado de janeiro a março de 2019, as vendas estão 33,7% acima do mesmo período do ano passado. No caso do anidro, as vendas de março/19 (840,3 milhões de litros) registraram alta de 5,3% em relação ao mês anterior (fevereiro/19), mas estão 14,2% abaixo do mesmo mês do ano passado (março/18). A demanda pelo anidro nos três primeiros meses do ano de 2019 registra queda de 9,4% em relação a 2018.

De acordo com os dados da ANP, o consumo de combustíveis no Brasil caiu 4% em março, na comparação com o mesmo mês de 2018. O etanol hidratado, no entanto, representa uma exceção, com as vendas aumentando graças aos aumentos de preço da gasolina.

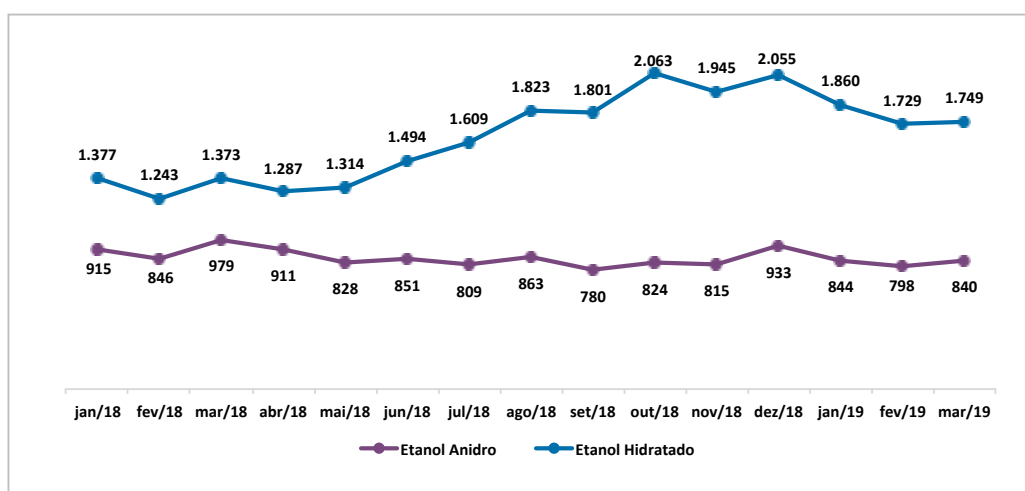
O consumo de biodiesel registrou alta de 4,0% em março/19, alcançando 455,4 milhões de litros. Na comparação com o mesmo mês do ano passado (março/18), a demanda caiu 5,6%, mas no acumulado de janeiro a março, a demanda deste ano está 16,6% acima de 2018 (Tabela 3.2). O crescimento da demanda por biodiesel reflete não apenas o aumento do teor obrigatório de mistura do óleo diesel, mas a recuperação das vendas do derivado fóssil, que aumentaram 1,9% na comparação entre o primeiro trimestre deste ano e do passado.

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

Biocombustível	mar-19	acum-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	840,3	2.482,9	5,3%	-14,2%	-9,4%
Etanol Hidratado	1.749,0	5.337,9	1,1%	27,4%	33,7%
Total Etanol	2.589,3	7.820,8	2,4%	10,1%	16,2%
Biodiesel	455,4	1.332,5	4,0%	-5,6%	16,6%

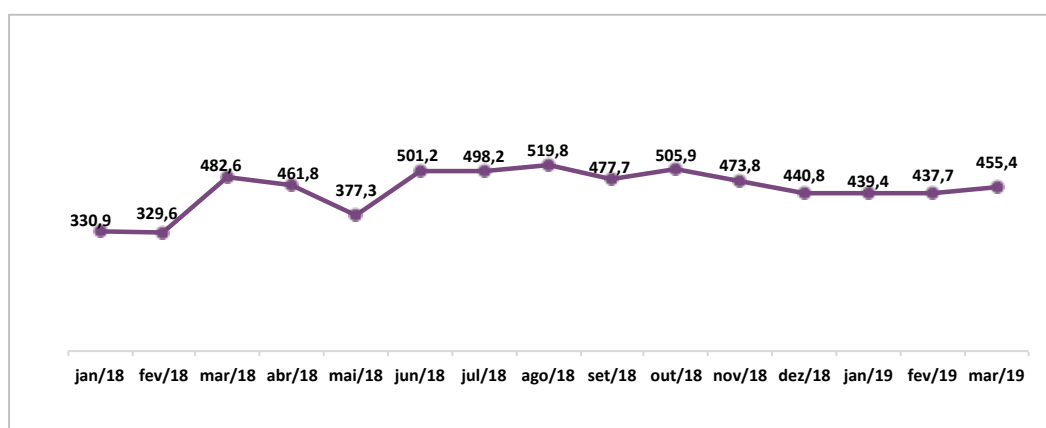
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 3.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Gráfico 3.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Em março/19, foram importados 111,7 milhões de litros de etanol, 13,4% a menos do que no mês de fevereiro/19. A internalização do biocombustível registrou queda de 65,7% na comparação com o mesmo mês do ano passado (março/18), e, no primeiro trimestre de 2019, caíram 39,4% em relação ao mesmo período do ano passado. O aumento da produção do biocombustível na safra 2018/19 e os maiores estoques das usinas durante a entressafra contribuíram para a redução da entrada de etanol estrangeiro.

As exportações registraram pequena queda de 1,6% em março/19, na comparação com o mês

anterior (fevereiro/19), mas superaram em 96,5% as vendas ao exterior no mesmo mês do ano passado (março/18). No acumulado do primeiro trimestre do ano, as exportações de 2019 estão 46,7% acima de 2018. O aumento expressivo na produção de etanol na safra 2018/19 permitiu a ampliação da exportação do biocombustível, que não foi maior devido ao crescimento da demanda interna.

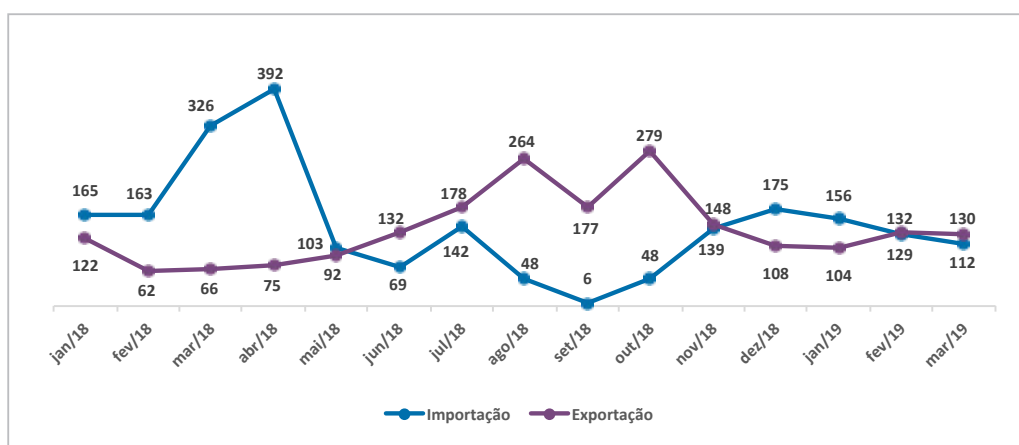
As exportações superaram as importações de etanol em 18,7 milhões de litros, em março/19, enquanto no acumulado de janeiro a março as importações superam as exportações em 29,4 milhões de litros. Apesar do desbalanceamento dos volumes, em termos monetários a balança comercial do biocombustível registra um superávit de US\$ 33,6 MM (US\$ FOB) em 2019.

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

Etanol	mar-19	acum-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	acum-19/acum-18
Importação	111,7	396,2	-13,4%	-65,7%	-39,4%
Exportação	130,3	366,8	-1,6%	96,5%	46,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

Segundo o Estadão¹⁴, o governo federal estuda uma mudança tributária capaz de abrir caminho para a venda de etanol hidratado das usinas diretamente para postos de combustíveis. Com o aval do presidente Jair Bolsonaro, o Ministério da Economia avalia concentrar apenas nos produtores o recolhimento do PIS/COFINS. Hoje, essa cobrança é dividida entre usinas e distribuidoras.

De acordo com a consultoria Datagro¹⁵, o governador do Rio de Janeiro, Wilson Witzel, deve assinar um decreto que reduz de 31% para 24% a alíquota sobre Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Segundo o governo do Estado, a medida tem como objetivo diminuir a sonegação de impostos, além de incentivar o consumo do biocombustível no Estado.

¹⁴ Disponível: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,venda-direta-de-etanol-pode-ser-liberada,70002829209>

¹⁵ Disponível em: <https://portal.datagro.com/pt/sugar-etanol/2/172615/governo-do-rio-de-janeiro-ira-reduzir-icms-do-etanol-hidratado>

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19	mar-18
SE/CO	40.546,39	-3,54%	-3,03%		42.032,58	41.814,69
S	11.973,30	-6,15%	-2,07%		12.758,40	12.225,82
NE	11.143,13	-3,68%	1,91%		11.568,32	10.934,34
N	5.512,72	-1,25%	-2,33%		5.582,22	5.644,19
SIN	69.175,54	-3,84%	-2,04%		71.941,52	70.619,05

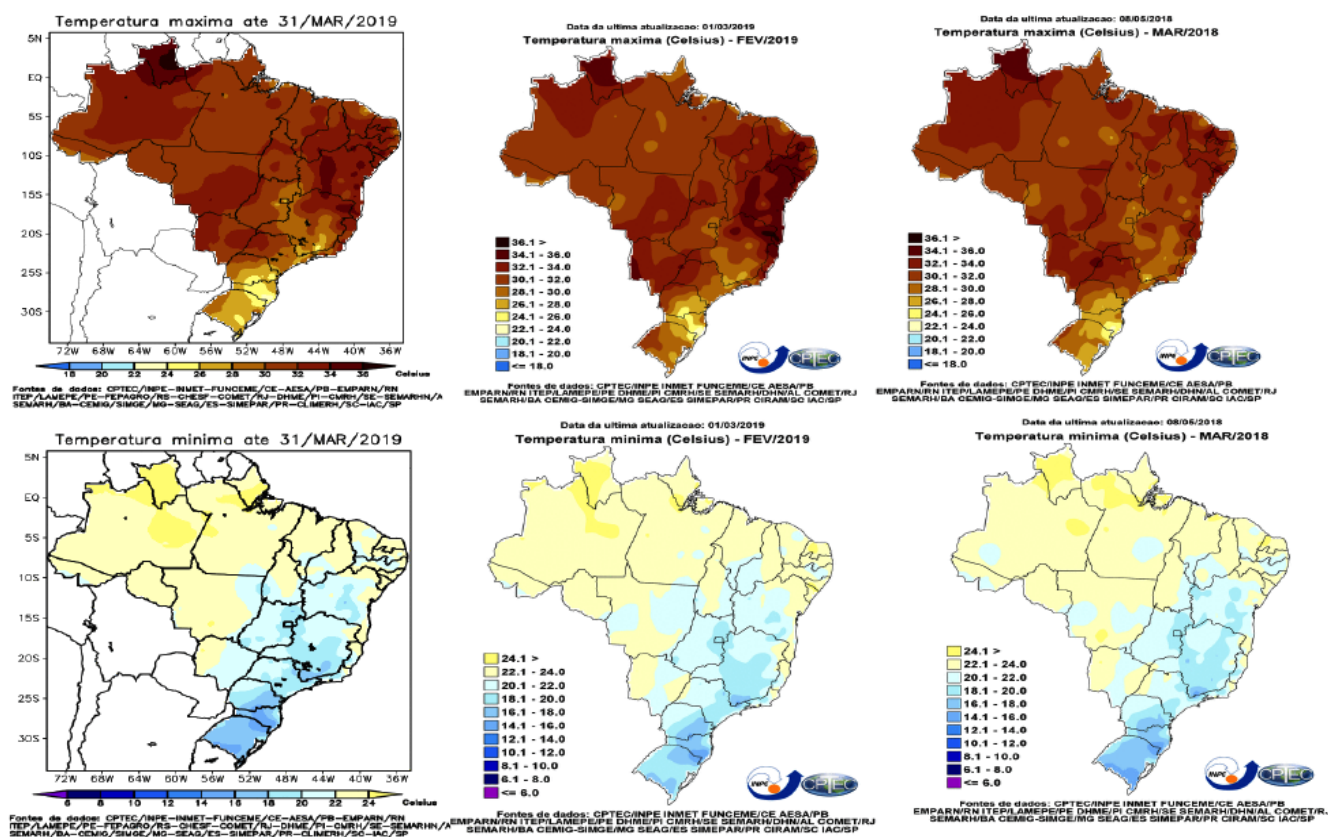
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em março de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 3,84%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, a carga diminuiu em todos os subsistemas. A maior redução ocorreu no S, 6,15%. Esta redução do consumo pode estar associada as temperaturas que estão diminuindo com o final do verão, como apresentado da Figura 4.1.

Na comparação anual, também houve uma redução do consumo do SIN. A redução total observada foi de 2,04%. O NE foi o único subsistema que viu sua carga crescer entre os meses de março de 2018 e 2019. Todos os outros diminuíram seu consumo de energia. A maior redução anual foi observada no SE/CO, 3,03%. Em seguida aparece o N com -2,33% e o S com -2,07%.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de fevereiro e março de 2019, a geração total de energia reduziu 3,67%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, diminuiu em 2,03%. Além da fonte hidráulica, observou-se também redução da geração das usinas térmicas. Essas reduções foram compensadas pelo

aumento de geração das novas renováveis. A geração eólica aumentou 4,06%, enquanto que a geração solar aumentou 0,49%. Na comparação anual, observa-se uma pequena redução de 0,19%. A geração térmica e hidráulica foram as principais responsáveis por essa redução. As térmicas tiveram uma variação de -9,64% enquanto que a hidráulica -0,92%.

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

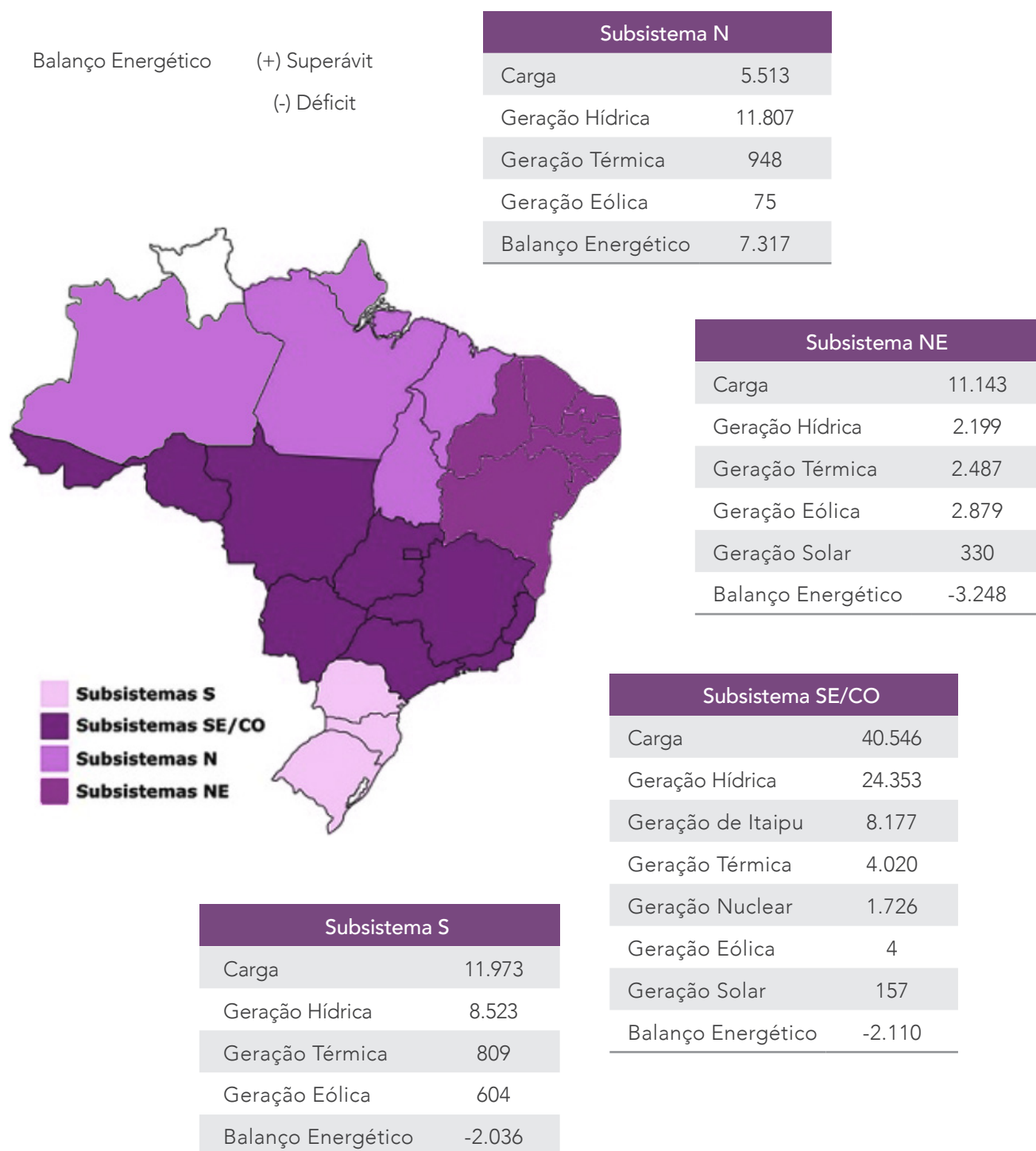
		mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19	mar-18
SE/CO	Hidráulica	24.353,22	-7,00%	-0,99%		26.186,14	24.597,40
	Nuclear	1.725,97	-13,28%	50,06%		1.990,33	1.150,16
	Térmica	4.019,98	-20,69%	-6,42%		5.068,51	4.295,80
	Eólica	3,59	-35,64%	-60,15%		5,58	9,01
	Solar	157,03	-2,97%	92,14%		161,83	81,72
	Total	30.259,80	-9,44%	0,42%		33.412,39	30.134,09
S	Hidráulica	8.523,39	6,35%	5,65%		8.014,43	8.067,41
	Térmica	809,09	-23,50%	-16,31%		1.057,68	966,71
	Eólica	604,45	43,32%	22,06%		421,74	495,22
	Solar	0,33	-22,39%	-34,46%		0,43	0,50
	Total	9.937,25	4,67%	4,28%		9.494,27	9.529,84
NE	Hidráulica	2.199,08	-0,48%	8,10%		2.209,64	2.034,22
	Térmica	2.487,05	-5,05%	-19,24%		2.619,45	3.079,62
	Eólica	2.879,19	-0,99%	15,06%		2.907,91	2.502,24
	Solar	329,72	2,15%	78,65%		322,78	184,56
	Total	7.895,04	-2,04%	1,21%		8.059,78	7.800,64
N	Hidráulica	11.806,52	-4,45%	23,75%		12.356,70	9.540,29
	Térmica	948,42	6,65%	17,88%		889,28	804,60
	Eólica	75,20	-14,83%	-14,84%		88,30	88,31
	Solar	1,11	-	-		0,77	0,00
	Total	12.831,26	-3,78%	22,98%		13.335,05	10.433,19
Itaipu	Total	8.177,00	9,99%	-27,84%		7.434,00	11.331,90
	Hidráulica	55.059,21	-2,03%	-0,92%		56.200,90	55.571,21
	Nuclear	1.725,97	-13,28%	50,06%		1.990,33	1.150,16
	Térmica	8.264,54	-14,22%	-9,64%		9.634,91	9.146,73
	Eólica	3.562,43	4,06%	15,11%		3.423,53	3.094,78
SIN	Solar	488,19	0,49%	82,99%		485,81	266,79
	Total	69.100,35	-3,67%	-0,19%		71.735,49	69.229,66

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de março de 2019, apenas no subsistema N a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga nesse submercado foi de aproximadamente 5.513 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 12.830 MWmed, resultando num balanço energético de 7. 317 MWmed. O balanço energético positivo do N foi

importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE, SE/CO e S que precisaram importar respectivamente 3.248 MWmed, 2.210 MWmed e 2.036 MWmed. Além disso, para complementar o consumo de energia nacional, foram importados cerca de 75,19 MWmed. Desse valor, 70,53 MWmed foram providos pelo Uruguai enquanto que a Argentina forceneu 4,66 MWmed ao Brasil.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19	mar-18
S - SE/CO	-1.960,86	35,88%	27,27%		-3.058,09	-2.695,95
Internacional - S	75,19	-63,50%	375850,00%		206,00	0,02
N - NE	2.859,58	-3,27%	11,02%		2.956,23	2.575,75
N - SE/CO	4.458,96	-7,04%	101,50%		4.796,59	2.212,86
SE/CO - NE	364,35	-31,30%	-34,70%		530,34	557,95

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) DISPONIBILIDADE

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

	mar-19		mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19		mar-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	65.524,00	96,47%	43,12%	10,70%		45.782,00	65,53%	59.192,00	88,33%
S	9.810,00	133,36%	43,34%	44,71%		6.844,00	80,50%	6.779,00	94,30%
NE	6.218,00	43,32%	79,19%	-21,18%		3.470,00	23,90%	7.889,00	54,48%
N	22.342,00	84,88%	50,72%	-16,12%		14.824,00	65,36%	26.637,00	101,15%
SIN	103.894,00	-	46,49%	3,38%		70.920,00	-	100.497,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

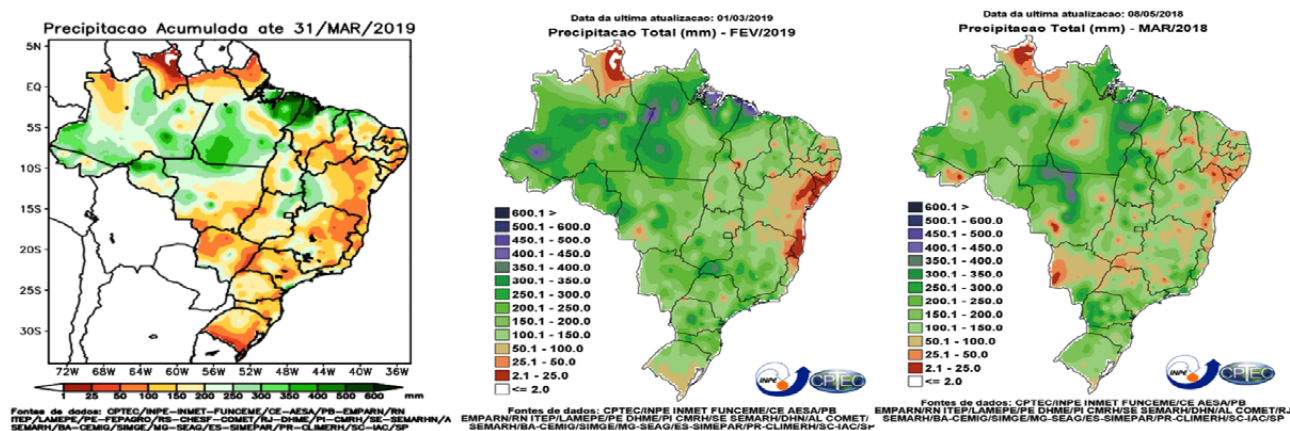
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses fevereiro e março de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 46,49%. A ENA aumentou em todos os subsistemas. A maior variação ocorreu no NE, 79,19%. Em seguida apareceram o N (50,72%), o S (43,34%) e por fim o SE/CO (43,12%). Contudo, vale destacar que mesmo com esse notável aumento em todas as ENAs, estas estão abaixo de suas respectivas

médias históricas (relação ENA e MLT¹) em três dos quatros subsistemas brasileiros. O S é o único que possui ENA maior que a sua MLT.

Na comparação anual, também foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada foi de 3,38%. Os subsistemas SE/CO e S tiveram uma variação positiva de 10,70% e 44,71%, respectivamente. Por outro lado, o NE e o N sofreram uma redução de 21,18% e 16,12%.

¹ A Energia Natural Afluyente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

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

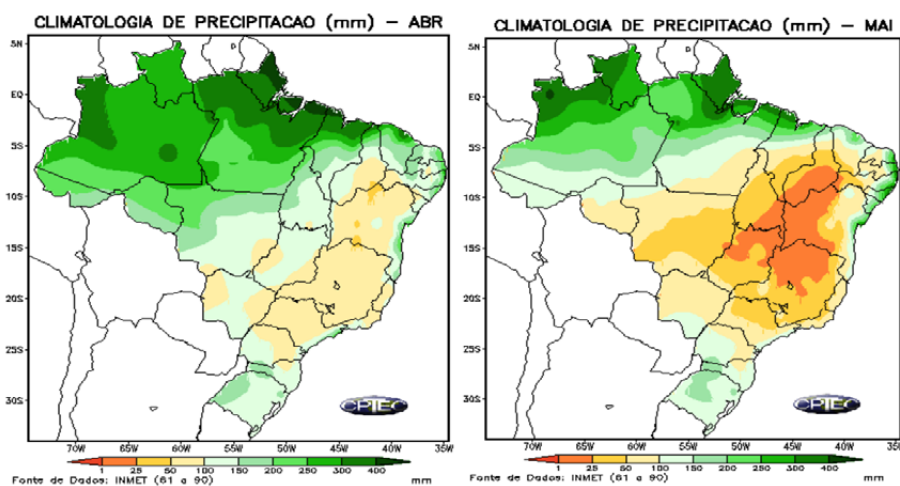


Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 4.3 apresenta a precipitação total para os meses analisados. Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de abril e maio

de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação com a chegada do período seco em grande parte do território nacional.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para abril e maio de 2019



Fonte: CPTEC/INPE

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mar-19		mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19		mar-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	81.351	40,02%	36,24%	-5,50%		59.711	29,37%	86.083	42,33%
S	9.366	46,60%	15,32%	-32,14%		8.122	40,41%	13.802	68,67%
NE	27.346	52,76%	16,95%	45,67%		23.382	45,11%	18.773	36,24%
N	9.999	66,46%	49,87%	0,80%		6.672	44,34%	9.920	65,93%
SIN	128.062	44,12%	30,83%	-0,40%		97.887	33,72%	128.578	44,29%

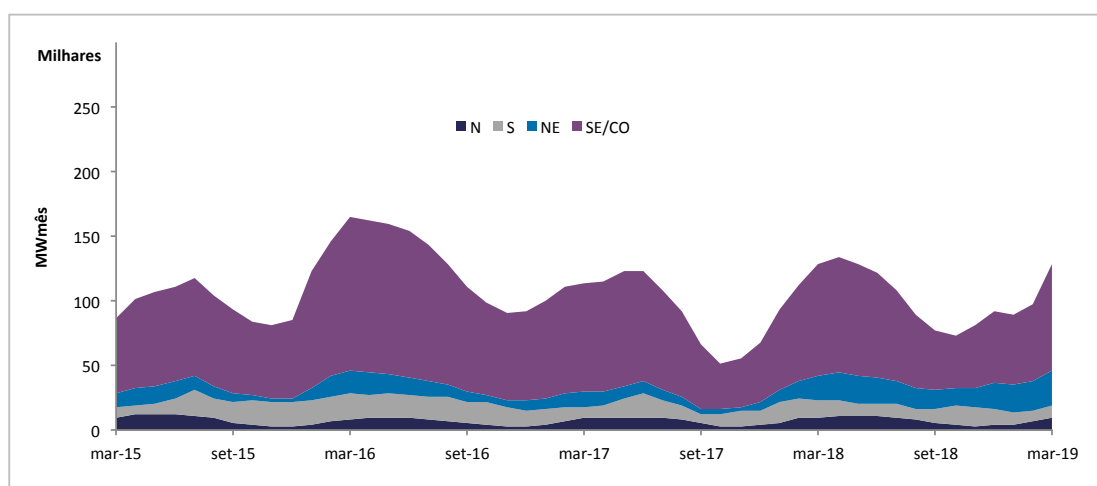
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de fevereiro e março de 2019, a Energia Armazenada total do SIN aumentou 30,83%, atingindo 44,12% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi positiva. O N foi o subsistema com a maior variação observada, 49,87%. Em seguida aparecem os SE/CO com 36,24%, o NE com 16,95% e por fim o S com 15,32%. Na comparação anual é possível

perceber que a EAR diminuiu 5,50% e 32,14% nos SE/CO e S, respectivamente. Por outro lado, o NE observou uma recuperação do nível de seus reservatórios. A variação nesse subsistema foi +45,67%, fazendo com que seu reservatório atingisse a marca de 52,76%. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN diminuísse 0,40% em um ano. O Gráfico 4.1 apresenta o histórico de armazenamento dos últimos 4 anos.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em março de 2019 o Custo Marginal de Operação reduziu em todos os submercados, quando comparados ao mês anterior. Destaque para o CMO do N que foi igual à R\$ 0,00, resultado de condições hidrológicas favoráveis. O CMO do NE foi R\$ 134,00, o que representa uma redução de 15,58%. Por fim, o SE/CO e S tive-

ram custos iguais à R\$ 253,07, 41,48% menores do que o mês anterior.

Na comparação anual pode-se perceber que o CMO nos submercados SE/CO e S foram 36,12% maiores. Por outro lado, o NE observou uma redução de 28%, passando de R\$ 186,94 para os atuais R\$ 134,60. Por fim, o CMO em março de 2018 no N era R\$ 2,95 passou a ser R\$ 0,00.

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

	mar-19	mar-19/fev-19	mar-19/mar-18	Tendências*	fev-19	mar-18
SE/CO	253,07	-41,48%	36,12%		432,43	185,92
S	253,07	-41,48%	36,12%		432,43	185,92
NE	134,60	-15,58%	-28,00%		159,44	186,94
N	0,00	-100,00%	-100,00%		39,14	2,95

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajustes tarifários de 2 distribuidoras. A Tabela 4.7 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, a CELPE teve um reajuste médio para a baixa tensão de 5,56% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de 3,76 %, resultando num efeito médio para o consumidor final de 5,04%. Segundo a ANEEL, o pagamento de empréstimo da Conta ACR e ajustes em rubrica da CDE contribuíram para a redução do valor final da revisão em cerca de -3,03% enquanto que a bandeira tarifária viabilizou uma redução de aproximadamente -4,5%.

A CEAL também teve sua tarifa reajustada. O efeito

médio para o consumidor foi de -2,72%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios negativos, -2,86% e -2,83%, respectivamente. Segundo a ANEEL, este é o primeiro reajuste em 2019 com variação negativa. Além dos pagamentos de empréstimo da Conta ACR, ajustes em rubrica CDE e bandeira tarifária, a ANEEL aponta o deságio no leilão de privatização e a redução de encargos como uma das razões para essa variação negativa.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste de 5 cooperativas sendo estas: Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural Centro Sul de Sergipe (CERCOS) com efeito médio de 7,29%; Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende (CERES) com efeito médio de 16,67%; Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaí – Paranapanema – Avaí (CERIPA) com efeito médio de 12,84%; Cooperativa Regional de Eletrificação Rural Cachoeiras – Itaboraí (CERCI) com efeito médio de 10% e a Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama (CERAL ARARUAMA) com efeito médio de 10%.

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	5,56%	3,76%	5,04%	29/abr	3,7 milhões
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	-2,86%	-2,83%	-2,72%	03/mai	1,1 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (quantidade de usinas)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
Termelétrica	109	2	5	2	1	1	4	124
Biomassa	4	9	9	2	5	-	7	36
Solar	11	7	29	12	-	-	-	59
Hidrelétrica	4	4	3	-	2	1	9	23
PCH	10	25	44	21	7	2	29	138
Eólica	8	48	5	26	43	33	26	189
Total	146	95	95	63	58	37	75	569

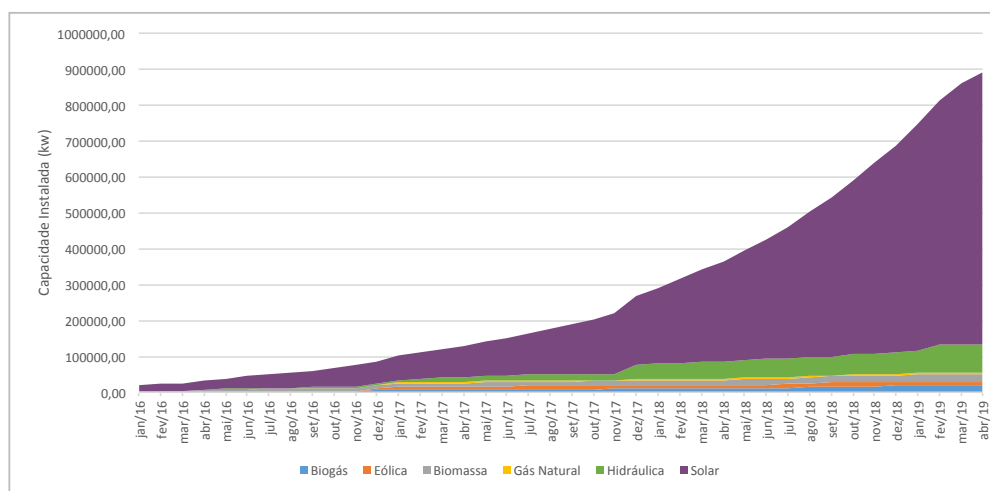
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme a Tabela 4.8, de maio de 2019 até o final de 2024, a expectativa é que 494 usinas entrem em operação comercial. Existem ainda outras 75 usinas sem previsão de entrada em operação. Somando essas duas parcelas, as 569 usinas planejadas irão adicionar 23.074 MW ao sistema. Desse total, segundo informações do MME², 456 usinas estarão conectadas ao Sistema Interligado Nacional enquanto que o restante terá a missão de atender à Sistemas Isolados. Tendo em vista a comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com 384 usinas, ainda é o principal responsável pela expansão do sistema. Em termos de potência instalada, o ACR será responsável por adicionar 18.629 MW, enquanto que o mercado livre adicionará apenas 4.444 MW. Atualmente, as obras de 187 usinas estão em andamento.

J) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, novamente o seu crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. No mês de abril, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 889 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.2. Desse montante, em torno de 85% é representado pela fonte solar fotovoltaica com um crescimento de aproximadamente 4,1% em relação ao mês anterior (março). Já as outras fontes não apresentaram um crescimento muito significativo, tendo ocorrido apenas um pequeno aumento das fontes biogás e gás natural.

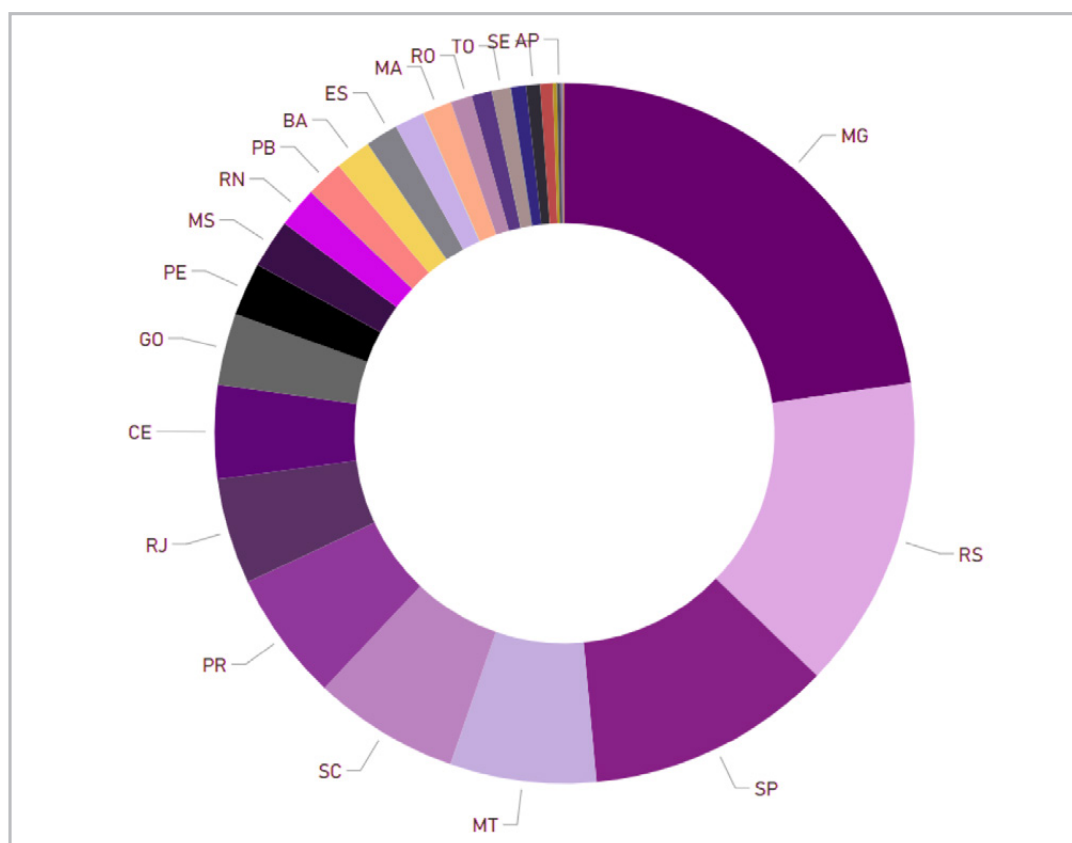
² <http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>

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

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

A distribuição espacial da MMGD pelo território brasileiro não é equilibrada, estando majoritariamente concentrada nas regiões Sudeste e Sul. Pelo gráfico 4.3 percebe-se que o estado com maior

micro e mini geração distribuída é Minas Gerais, enquanto estados da região Norte representam menos de 1% do total cada um.

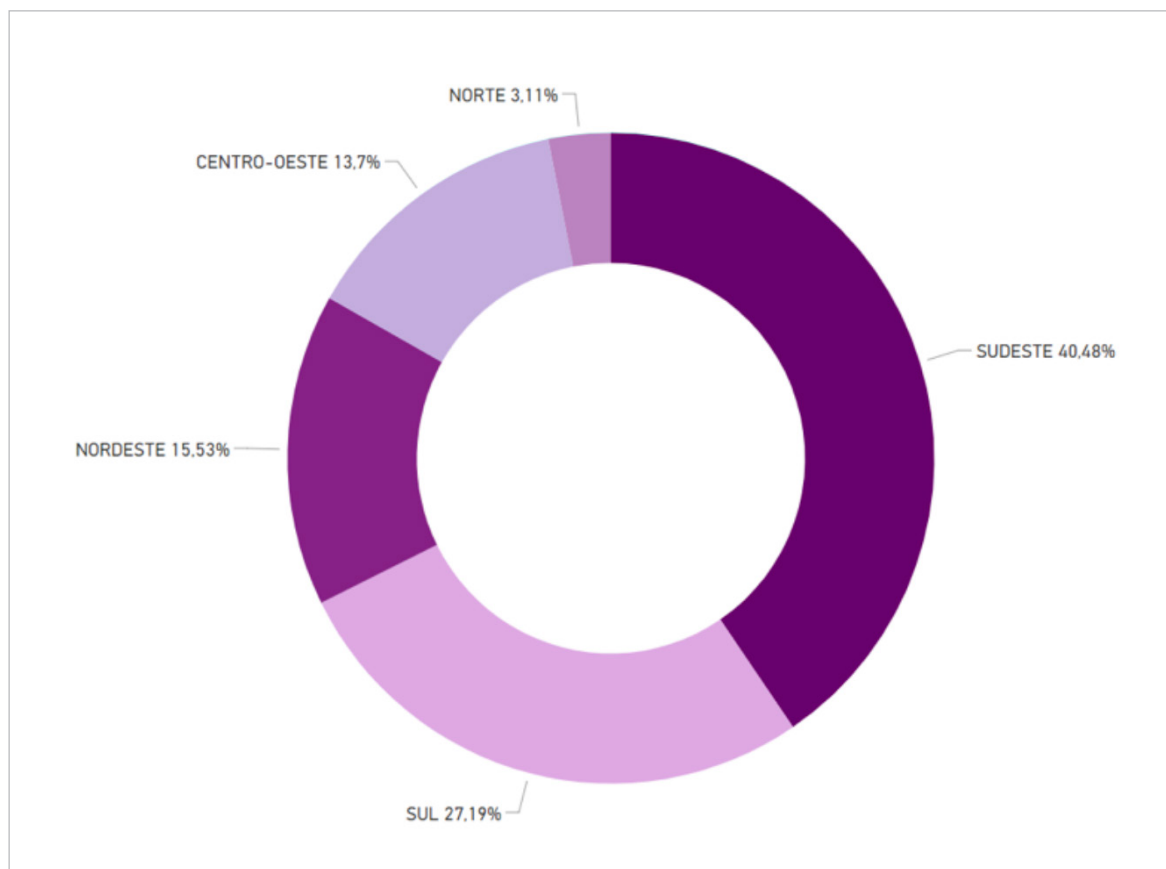
Gráfico 4.3: Capacidade Instalada Acumulada de MMGD por UF do Brasil (em kW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Contudo, é justamente na região Norte que se localizam os sistemas isolados (sistemas dimensionados em localidades que não são atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN). Os sistemas isolados se caracterizam basicamente por pequenas unidades geradoras a óleo diesel ou outros combustíveis fósseis mais poluentes que o Gás Natural, além de grande dificuldade na logística de abastecimento devido ao acesso a algumas comunidades. Pelo Gráfico 4.4 é possível perceber que, atualmente, apenas 3,1% da

capacidade instalada total de MMGD no país está na região Norte. Sendo assim, uma possível expansão da MMGD na região poderia auxiliar na eletrificação de localidades mais isoladas e poderia acarretar em uma menor necessidade de geração termelétrica a partir de fontes com elevado fator de emissão de gases de efeito estufa. Por exemplo, alguns projetos como o Xingu Solar³ levam energia elétrica a partir da instalação de placas solares fotovoltaicas em comunidades indígenas.

Gráfico 4.4: Capacidade Instalada Acumulada de MMGD por Região do Brasil (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

³ <https://amazonia.org.br/2019/03/xingu-solar-como-a-energia-renovavel-pode-beneficiar-comunidades-indigenas-no-brasil/>

K) LEILÕES

A ANEEL aprovou no dia 9/4/19 a abertura de audiência pública para debater a minuta do edital do leilão N° 03/2019 de geração A-4. O objetivo é contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023. Para este leilão, o sistema de cadastramento da EPE recebeu 1.581 projetos, totalizando 51,2 mil MW de potência instalada. As usinas solares tiveram quantidade expressiva (51,3%) de projetos, seguidas por eólica com 45,1%. O leilão está previsto para ocorrer em 28 de junho de 2019. A energia elétrica gerada será objeto de Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado (CCEARs) por quantidade, com prazo de suprimento de 30 anos, para empreendimentos hidrelétricos. Também haverá contratos por disponibilidade, com prazo de suprimento de 20 anos, para usinas a biomassa e contratos por quantidade, com prazo de 20 anos, diferenciados por fontes, para empreendimentos a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica.

Sobre o edital do leilão de geração 01/2019, para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas,

este foi aprovado pela ANEEL no dia 23/4/19. O leilão será realizado em 31 de maio de 2019, na sede da CCEE, em São Paulo, por meio de sistema eletrônico. A iniciativa é uma medida estruturante para melhorar a qualidade do fornecimento no estado de Roraima. Os preços-teto do leilão são de R\$ 409,00/MWh para o produto energia e R\$ 1.078,00/MWh para o produto potência – subproduto gás e renováveis e subproduto demais fontes. A EPE registrou o cadastramento de 156 projetos para soluções de suprimento, com diferentes fontes energéticas, capacidades e tecnologias, somando cerca de 6.000 MW de capacidade ofertada.

Desse total, 79 projetos são para o produto potência e 77 para o produto energia, que somam de potência habilitável respectivamente 4.761 MW e 1.245 MW.

Com relação ao contrato de concessão para prestação do serviço de energia elétrica no estado de Amazonas, este foi assinado no dia 11/04/19 na sede da ANEEL, em Brasília. A Amazonas Energia foi arrematada pela Oliveira Energia, em consórcio com a ATEM, durante leilão realizado em dezembro de 2018. A venda da companhia faz parte do processo de privatização de distribuidoras de energia do grupo Eletrobras.

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	
	Rodadas de Partilha de Produção	Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
	Etapas		Data
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 7ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos.	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos.	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
	Etapas		Data
	Realização da rodada		Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4, três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2020
	Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e Pelotas, com um total de	
	Etapas		Data
	Realização da rodada (Previsão)		2021
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 10/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato da 6ª Rodada de Licitações sob o regime de Partilha de Produção.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		10/05/19
	Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta as regras que estabelecem as definições, diretrizes e normas para a aplicação de recursos a que se referem às Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, presentes nos Contratos para Exploração Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como as regras para comprovação das atividades de P,D&I e respectivas despesas realizadas pelas Empresas Petrolíferas em cumprimento às referidas cláusulas contratuais.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		04/06/19
	Consulta Pública	MME - Consulta Pública nº 70	
	Consulta Pública	RenovaBio - Metas Nacionais de Descarbonização da Matriz de Combustíveis - Ciclo 2020 - 2029. Consulta pública sobre a proposta dos limites máximos para as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017 (Lei do RenovaBio).	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		30/04/2019 à 30/05/2019
	Consulta Pública	MME - Consulta Pública nº 73	
	Consulta Pública	Portaria - Acordo de Cooperação entre Contrato de Cessão Onerosa e Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Regra o Acordo de Coparticipação entre a Cessionária do Contrato de Cessão Onerosa e o Contratado do Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa nas Áreas de Desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		30/04/2019 à 30/05/2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Consulta nº 002/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a revisão do Plano de Dados ANEEL referente ao biênio 20018-2019.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 003/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019).	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 25/02/2019 a 31/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 004/2018	
	Consulta Pública	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 13/02/2019 a 14/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 005/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para o aperfeiçoamento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 20/03/2019 a 20/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 006/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares afetos à vida útil regulatória de equipamentos da transmissão.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 25/03/2019 a 20/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 007/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo do Fator X a ser aplicada às Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de 2020, conforme disposto em Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 05/04/2019 a 06/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 008/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios relativos a base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras – TUSDg do ciclo tarifário 2019-2020.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		30/04/2019 a 20/05/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 009/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para: (i) a proposta de alteração dos submódulos 3.1 – Contratos do Ambiente Livre e 8.1 – MCSD Mensal, Trocas Livres e 4% dos Procedimentos de Comercialização, em razão da Resolução Normativa nº 832/2018; e (ii) a proposta de alteração do submódulo 3.5 – Receita de Venda de CCEAR e criação do submódulo 3.8 – Mecanismo de Venda de Excedentes dos Procedimentos de Comercialização, em razão da Resolução Normativa nº 833/2018	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		02/05/2019 a 31/05/2019
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 71	
	Consulta Pública	Documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP - modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário).	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		30/04/2019 a 29/05/2019
	Objeto	MME - Consulta Pública nº 72	
	Consulta Pública	Portaria - Revisão de Cálculo dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas. A minuta de Portaria com o objetivo de estabelecer os Procedimentos e as Metodologias para Cálculo e Revisão dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas, cujos documentos e informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.mme.gov.br , Portal de Consultas Públicas.	
	Etapas		Data
	Prazo previsto		30/04/2019 a 17/06/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 011/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Quinta Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição São Paulo 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 2020 a 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 04/04/2019 a 17/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 012/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos Anexos do Leilão nº 3/2019, denominado "Leilão A-4 de 2019", o qual se destina à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2023.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 10/04/2019 a 10/05/2019
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 013/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa nº 673/2015, que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH, e respectiva Análise de Impacto Regulatório – AIR.	
	Etapas		Data
	Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 12/06/2019

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Audiência nº 014/2019	
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório acerca da revisão da Resolução Normativa nº 709/2016, que estabelece disposições relativas ao desenvolvimento de atividades operacionais e de holding pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 11/04/2019 a 24/06/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência nº 032/2019 - 2ª Fase	
	Audiência Pública	Obter subsídios acerca da regulamentação da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	De 11/04/2019 a 10/05/2019	
	Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019	
	Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.	
	Etapas	Data	
	Realização	a definir	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	27/06/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	26/09/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	23/04/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	24/09/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	29/04/21	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6	
	Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	30/09/21	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	06/12/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	06/12/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	03/12/21	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2	
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Data	
	Prazo previsto	03/12/21	



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)



Master



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia