



**CEBRI**  
CENTRO BRASILEIRO DE  
RELAÇÕES INTERNACIONAIS

*BRAZILIAN CENTER FOR  
INTERNATIONAL RELATIONS*



**BMA**

BARBOSA MÜSSNICH ARAGÃO

# Energia: reflexões e perspectivas



---

**EDITORIA EXECUTIVA**

Clarissa Lins

**COORDENAÇÃO EDITORIAL**

Julia Dias Leite  
Carlos Frederico Lucchetti Bingemer  
Cintia Reschke Borba Hoskinson  
Guilherme Ferreira

**APOIO EDITORIAL**

Gabriel Rezende Cruz  
Gabiella Cavalcanti

**DIAGRAMAÇÃO**

Presto Design

**FOTO CAPA**

Marc Olivier/ Unsplash

**ISBN:** 978-65-992269-1-5

Os artigos desta publicação foram realizados antes e durante a crise da Covid-19, podendo ou não contemplar a totalidade de suas implicações para o setor de energia.

---

As opiniões externadas nesta publicação são de exclusiva responsabilidade de seus autores.

---

# Energia: reflexões e perspectivas

Rio de Janeiro, maio de 2020

---

REALIZAÇÃO:



**CEBRI**  
CENTRO BRASILEIRO DE  
RELAÇÕES INTERNACIONAIS  
*BRAZILIAN CENTER FOR  
INTERNATIONAL RELATIONS*



**BMA**

BARBOSA MÜSSNICH ARAGÃO

APOIO TÉCNICO:



**CATAVENTO**

# PREFÁCIO

O setor de energia tem demonstrado cada vez mais sua relevância no mercado brasileiro, sendo capaz de atrair importantes investimentos para o país nos últimos anos. As recentes alterações regulatórias, combinadas com um cronograma de leilões e eventos, mostraram o potencial que a previsibilidade e regras claras têm para fomentar a indústria energética.

Este cenário, combinado com perspectivas atraentes na diversificação da matriz energética — através do novo mercado de gás, incentivo a fontes renováveis, entre outras medidas —, fizeram do Brasil nos últimos anos, não só uma das mais importantes fronteiras exploratórias em O&G, como também relevante jurisdição do setor energético de forma geral.

O promissor cenário acabou sendo recentemente ofuscado pela pandemia da Covid-19, a qual levou o mundo e também o setor de energia a desafios jamais vistos.

Ainda que este livro tenha sido originalmente idealizado em cenário distinto, entendemos que faria sentido não só manter os planos iniciais, como também acelerar o cronograma de publicação.

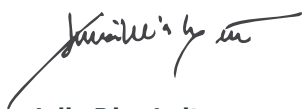
Não é de difícil percepção que a elaboração dos artigos e formatação deste livro durante este período requereram esforços ainda maiores dos autores e dos organizadores desta publicação. Mas se o desafio é grande, a satisfação é ainda maior.

Com o auxílio da consultoria Catavento foi possível contar com a participação de importantes autores que no nosso entendimento tornaram esta publicação bastante rica. Nosso agradecimento aos autores Adriana Lontra, Alexandre Szklo, Ministro Bento Albuquerque, Carlos Frederico Lucchetti Bingemer, Clarissa Lins, Cristina Pinho, Daniele

Tavares, Felipe Botelho, Guilherme Ferreira, Jorge Camargo, José Fir-  
mo, Luis Henrique Guimarães, Luiz Costamilan, Márcio Pereira, Rafael  
Bastos, Rafael Patrocínio, Renata Isfer, Roberto Schaeffer, Thiago Bar-  
ral e Vanderlei Martins.

Entendemos que publicações como esta fomentam o debate trazendo  
benefícios para toda a indústria.

Boa leitura a todos.



**Julia Dias Leite**

Diretora-Presidente do CEBRI



**Carlos Frederico Lucchetti Bingemer**

Sócio das áreas de Direito Societário,  
Óleo e Gás e Energia do BMA

# ÍNDICE

08 Sobre a publicação

---

## MUDANÇAS CLIMÁTICAS E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

---

- 10 1. A Geopolítica da energia em transição  
**Por Jorge Camargo**, Vice-Presidente do Conselho Curador do Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI)
- 15 2. Mudanças climáticas e setor de energia no Brasil  
**Por Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer**, professores da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)
- 23 3. Energia e litigância climática  
**Por Márcio Pereira**, sócio da área Ambiental do BMA Advogados

---

## PERSPECTIVAS PARA GERAÇÃO NUCLEAR

---

- 30 4. Energia nuclear: oportunidades para o Brasil  
**Por Bento Costa Lima Albuquerque**, Ministro de Minas e Energia (MME) do Brasil

---

## POTENCIAL DOS BIOCOMBUSTÍVEIS

---

- 36 5. Brasil na vanguarda dos biocombustíveis  
**Por Luis Henrique Guimarães**, CEO da Cosan

---

## SETOR DE O&G E SUA RELEVÂNCIA

---

- 41 6. Janela de oportunidade do pré-sal  
**Por Clarissa Lins**, sócia fundadora da Catavento Consultoria e *Senior Fellow* do Núcleo Energia do CEBRI, **Rafael Patrocínio**, ex-sócio da Catavento Consultoria, e **Guilherme Ferreira**, sócio da Catavento Consultoria
- 48 7. Como garantir maior competitividade ao setor de E&P de Petróleo e Gás brasileiro?  
**Por Renata Isfer**, ex-Secretária de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia, e **Rafael Bastos**, Diretor do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia
- 53 8. Oportunidades para a cadeia de suprimentos da Indústria de Óleo e Gás brasileira  
**Por José Firmo**, CEO da Porto do Açu (PdA)
- 61 9. Novo mercado de gás natural: perspectivas para um mercado mais competitivo  
**Por Luiz Costamilan**, Secretário Executivo de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), e **Felipe Botelho**, especialista do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)

---

## BRASIL: ABUNDÂNCIA E DIVERSIDADE DE FONTES

---

- 68 10. O papel do planejamento energético: desafio e oportunidades brasileiras  
**Por Thiago Barral**, Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- 73 11. Rio de Janeiro: a Capital da Energia  
**Por Cristina Pinho**, Secretária Geral do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), **Daniele Tavares**, Gerente Jurídico do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), e **Vanderlei Martins**, especialista em planejamento energético, regulação e políticas públicas
- 79 12. Oportunidade de investimentos no setor de energia  
**Por Carlos Frederico Lucchetti Bingemer**, sócio das áreas de Direito Societário, Óleo e Gás e Energia do BMA Advogados, e **Adriana Lontra**, advogada da área de Petróleo e Gás do BMA Advogados

# Sobre a publicação

O setor energético passa por mudanças sem precedentes. No curto prazo, a eclosão da pandemia da Covid-19 reduziu drasticamente a demanda energética. Países adotam medidas que restringem a circulação, uma vez que o distanciamento social é apontado por especialistas como principal, e única até o momento, medida efetiva de combate ao vírus. Enquanto o setor de óleo e gás (O&G) tardou em ajustar a oferta frente à queda abrupta na demanda por energia, levando a cotação do barril ao mais baixo nível dos últimos 18 anos, o setor de renováveis enfrenta o desafio de garantir competitividade e sobrevida em um cenário de recessão global.

No médio e longo prazo, tendências impostas por mudanças climáticas, novos padrões de consumo e inovações tecnológicas permanecem relevantes, com implicações profundas na forma de produzir e consumir energia. O setor elétrico é moldado pela crescente digitalização e descentralização dos recursos energéticos, que viabilizam a maior penetração de fontes renováveis e alteram o papel do consumidor. O setor de óleo e gás, por sua vez, é influenciado pela produção do *shale* norte-americano, com implicações na geopolítica do petróleo, e pelo aumento da competitividade das fontes renováveis, que promovem desafios e oportunidades para suas empresas.

Em um contexto onde persistem inúmeras incertezas relacionadas aos impactos da Covid-19, esta publicação debruçou-se sobre as tendências de médio e longo prazo a afetarem o futuro da energia, a partir do olhar e da análise de diversos especialistas.

No primeiro capítulo, dedicado às mudanças climáticas e transição energética, o tema foi analisado sob a perspectiva das dinâmicas geopolíticas, alteradas com a crescente competitividade das fontes renováveis e com o surgimento de novos atores. Adicionalmente, foram analisados os aspectos que representam riscos e oportunidades para o setor de energia no Brasil neste novo contexto.



As perspectivas para a geração nuclear, assim como seus desafios tecnológicos, foram analisados no segundo capítulo da publicação. Enquanto o setor nacional de biocombustíveis, sua importância na agenda climática e as recentes mudanças regulatórias foram observados no capítulo seguinte.

O quarto capítulo, focado no setor de O&G brasileiro, contou com o maior número de artigos e contribuições. Diversos temas foram investigados sob as óticas de especialistas dos setores privado e público. Os artigos apresentaram sintonia ao destacar a competitividade do setor, apontando para as profícuas reservas do pré-sal, e ao sinalizar diferentes oportunidades regulatórias para a promoção de um ambiente de negócios ainda mais atrativo e diverso.

O último capítulo mapeia os caminhos para consolidar o Brasil, assim como o Rio de Janeiro, em potência energética, amparado em sua diversidade de fontes e aderente ao futuro da energia. Assim como para o setor de O&G, constata-se a oportunidade de aperfeiçoamentos regulatórios para a promoção de um mercado ainda mais competitivo. Tais aspectos, somados à continuidade da agenda de investimentos, já rica e promissora, viabiliza um ambiente mais diverso e inovador.

# A Geopolítica da energia em transição

**Por Jorge M. T. Camargo**, Vice-Presidente do Conselho Curador do Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI)

*Artigo escrito em abril de 2020*

A indústria mundial de energia vive tempos impensáveis. Aos imensos desafios que já tinha pela frente – oferecer energia segura e acessível a bilhões de pessoas, especialmente àquelas ainda em situação de exclusão energética, e contribuir para a transição a uma economia de mais baixo carbono –, agora, por conta dos efeitos da epidemia da Covid-19, se soma uma nova e inusitada conjuntura de colapso simultâneo dos preços do petróleo e da demanda por energia.

Assistimos a uma profunda transição energética, tanto pelos cenários de oferta e demanda, na forma da energia chegar aos consumidores, como por fatores que determinam as relações de influência e poder entre nações e regiões. Uma nova geopolítica de energia está a se desdobrar.

Desde a pré-história, quando dominamos o uso do fogo, sucessivas transições energéticas marcaram a evolução da produtividade e qualidade de vida humanas. Todas se caracterizaram pelo surgimento de novas tecnologias e fontes de energia, como a emergência do carvão durante a Revolução Industrial e do petróleo após a 2ª Guerra Mundial.

A transição energética que hoje vivenciamos – sob diferentes formas e ritmos – apresenta algumas características inéditas. É a primeira tendo o clima como impulso motivador. Terá necessariamente de ser mais intensa e rápida que as transições anteriores, se pretendermos cumprir as metas estabelecidas em 2015 na Conferência das Nações Unidas sobre Mudança Climática em Paris. Tarefa para uma geração.

A moderna geopolítica da energia esteve preponderantemente associada à dinâmica global do petróleo, afinal, óleo e gás respondem por

60% da matriz energética mundial e foram os principais responsáveis pelo surto de crescimento global e prosperidade desde a 2ª Guerra Mundial. A expectativa do início do declínio da demanda por petróleo – a ameaça do *peak oil* sendo superada pela perspectiva de *peak demand* – e a crescente penetração de energias renováveis são os principais fundamentos da atual transição energética.

Diante do profundo impacto econômico da atual pandemia, é fundamental ter a dimensão do tempo, diferenciar eventos conjunturais, mesmo que duríssimos, de novas e duradouras tendências globais. A queda abrupta na demanda energética deve gradualmente se reverter com a retomada da atividade econômica. Já o patamar de preços de petróleo pode ter sofrido uma redução estrutural de mais longo prazo, refletindo a perspectiva da futura retração da demanda por petróleo e a crescente competição entre países produtores por participação de mercado.

A lógica que norteou a OPEP desde a sua gênese de conter a oferta do petróleo mais barato, cedendo mercado para sustentar preço – que permitiu o desenvolvimento da produção *offshore* de bacias como a de Campos e Mar do Norte, e, mais recentemente, a província do pré-sal e a revolução do *shale oil* americano –, fica enfraquecida, como a própria OPEP, diante da expectativa de demanda e preços futuros decrescentes.

Fenômeno recente de grande impacto na geopolítica da energia, a revolução do *shale oil* americano. Entre 2005 e 2019 os EUA adicionaram 10 milhões de barris de petróleo à sua produção diária – equivalente a uma Arábia Saudita – e se transformaram de maior importador mundial em autossuficientes. Adicionalmente, o *shale gas*, abundante, barato e mais limpo, deslocou o carvão da matriz elétrica americana, causando importante declínio nas emissões de CO<sub>2</sub>.

A recém adquirida autossuficiência energética favoreceu a atual política isolacionista americana e o distanciamento das rivalidades e conflitos insolúveis no Oriente Médio. O colapso de preços do petróleo deverá dizimar produtores de *shale oil* financeiramente vulneráveis e fazer retroceder a independência energética americana.

A emergência da Ásia, tendo a China à frente, como o novo principal destino das exportações de óleo e gás inverteu do ocidente para o oriente a direção principal dos fluxos excedentes mundiais de energia, assim como a maior vulnerabilidade a eventuais interrupções da oferta e livre circulação de petróleo e gás.

Diferentemente dos EUA, que nunca hesitaram em defender *manu militari* sua segurança energética, a China parece preferir proteger seus interesses estratégicos trilhando os caminhos da Nova Rota da

Seda, seu grandioso programa de investimentos em infraestrutura regional e global.

Nesse novo contexto internacional, o Brasil emerge como ator relevante e confiável no suprimento à demanda energética asiática.

Embora ainda pouco claro o alcance do tema energia na pauta da crescente tensão e competição estratégica entre Estados Unidos e China, a nova geopolítica da energia permite imaginar – ou sonhar com – a redução de conflitos deflagrados por petróleo, como foram tantos no passado.

Assim, é razoável prever que as próximas décadas serão de oferta de energia farta, diversa – impressionam o crescimento e a competitividade das energias renováveis, cuja queda vertiginosa de custos é um dos elementos essenciais à atual transição energética –, boa notícia para consumidores e a economia global, mas que não necessariamente implica menos tensões e incertezas.

Além da expansão do acesso à energia – que vai bem –, o outro desafio maior da atual transição energética é a redução das emissões globais de gases de efeito estufa. Nessa trincheira – que vai mal –, a Europa ocupa posição de destacada liderança, tanto pela ambição das políticas públicas – o Reino Unido já reduziu as emissões a níveis pré-industriais, almeja zerá-las até 2050, que é também a meta da Comissão Europeia, através do recente *European Green Deal* – como no engajamento da população, principalmente jovens, como Greta Thunberg.

O eurocentrismo que domina o debate climático traz o necessário sentido de urgência e gravidade ao tema. No entanto, devido à maturidade das economias europeias e consequente declínio da intensidade e demanda de energia, propõe soluções e cenários distantes da realidade de países e regiões em desenvolvimento, mormente a população asiática que emerge aos bilhões da penúria e exclusão energética.

A boa vontade política e os compromissos voluntários que há 25 anos os países signatários manifestam nas Conferências de Clima organizadas pelas Nações Unidas produziram tímidas consequências. As emissões continuam em inabalável trajetória crescente. A profundidade e ritmo do processo de descarbonização da atmosfera terrestre serão ditados, como quase tudo na vida, pelos sinais econômicos e seus impactos na oferta e demanda de energia. Nessa seara há mais perguntas que respostas. Penalizar a emissão de carbono é fundamental, como fazê-lo de forma politicamente viável? Vários fundos de investimentos já se declararam avessos à energia fóssil, será o sistema financeiro internacional capaz de frear a insensatez climática?

Faz-se também necessário avaliar os impactos da atual pandemia no ritmo da transição energética. É de se esperar maior atenção aos alertas da comunidade científica para os riscos de calamidades decorrentes do crescimento das emissões de gases de efeito estufa que, a exemplo da Covid-19, também são de alcance e impacto global. Porém, as energias renováveis terão desafio ainda maior em competir com as fontes fósseis, caso os preços destas se estabilizem em patamares inferiores.

Também é preciso considerar que transição energética movida a clima requer cooperação e coordenação global. A epidemia trouxe alguma solidariedade comunitária, e maior desagregação internacional. Transição energética movida a clima requer vultosos investimentos. A epidemia nos empobreceu. Transição energética movida a clima é de longo prazo. A epidemia é de emergência.

E como fica o Brasil nessa nova geopolítica de energia e ambiental?

Nosso Brasil, devido às suas características geográficas, climáticas e geológicas, ocupa posição única e invejável no cenário energético mundial. Tendo por base fontes renováveis em mais de 40%, a matriz energética brasileira é duas vezes mais limpa que a média mundial, cuja dependência em combustíveis fósseis supera 80%.

Já ocupamos posição de destaque em geração hidrelétrica e produção de etanol. Recentemente revelamos o grande potencial do país para a geração de energia solar e eólica, com fatores de capacidade muito superiores às médias globais.

No quadro da extraordinária abundância e diversidade energética brasileira se destaca a província do pré-sal, cujas dimensões e formidável produtividade dos reservatórios sustentam sua economicidade mesmo sob preços do barril de petróleo na faixa de 30 a 50 dólares, e poderão duplicar a produção nacional de óleo e gás nas próximas décadas, mesmo que a um ritmo menor do que o previsto antes da epidemia e o colapso dos preços do petróleo, pela redução da capacidade de investimento das empresas.

Já somos exportadores relevantes de petróleo. Exportaremos ainda mais no futuro. Petróleo do pré-sal, leve, baixo teor de enxofre. Na competição pela demanda de petróleo remanescente, somos dos mais econômicos e ambientalmente competitivos. Espanta a sugestão do Brasil se juntar à OPEP. A OPEP é o passado. Queremos pertencer ao futuro da energia.

No entanto, apesar da invejável qualidade da matriz energética brasileira, ainda são muitos os obstáculos para que o país extraia máximo benefício econômico e geopolítico da atual transição energética.

No seu índice sobre a Transição Energética, o World Economic Forum classificou o Brasil na 46ª posição entre 115 países avaliados. Nossos pontos mais fracos são a infraestrutura de energia e capacidade de atrair investimentos. Apesar dos avanços nos últimos anos, ainda são muitas as oportunidades de aperfeiçoamento institucional, fiscal e regulatório, inclusive para baratear o acesso à energia, incoerentemente caro no País.

A atual transição energética, por exigir coordenação de esforços em nível planetário, implica complexas negociações internacionais, em que as relações de influência são mais difusas e subjetivas, embora as consequências comerciais e econômicas sejam concretas.

Nesse contexto, o Brasil precisa recuperar protagonismo internacional e desenvolver seu *soft power*, valorizando seus muitos ativos geopolíticos, energéticos e ambientais, reconhecendo e superando vulnerabilidades.

A preservação da Amazônia, por exemplo, é ao mesmo tempo imenso desafio, ameaça e oportunidade para a nossa imagem e inserção internacional, cada vez mais associadas a sustentabilidade.

Brasil, potência energética e ambiental, essa a visão de futuro do CEBRI.

---

## **SOBRE O AUTOR**



**Jorge Camargo** é Vice-Presidente do Conselho Curador do Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) e atua há mais de 40 anos na indústria do petróleo. É membro dos Conselhos de Administração da Prumo Logística Global, do Grupo Ultra e do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

Anteriormente foi Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e trabalhou por 27 anos na Petrobras, no Brasil e no exterior, onde exerceu funções tais como Diretor de Exploração e Produção e depois Presidente da Braspetro, e membro da Diretoria Executiva da Petrobras, responsável pela Área Internacional. Foi Vice-Presidente Sênior da Statoil<sup>1</sup> na Noruega e Presidente da Statoil no Brasil.

É formado em Geologia pela Universidade de Brasília e com mestrado em Geofísica pela Universidade do Texas.

---

1. Statoil, empresa Norueguesa, mudou seu nome para Equinor em 2018

# Mudanças climáticas e setor de energia no Brasil

Por **Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer**, professores da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

*Artigo escrito em fevereiro de 2020*

O sistema energético nacional tem o óleo cru como sua principal fonte de energia primária tanto na produção, quanto no consumo. Ao mesmo tempo, esse sistema baseia-se também fortemente em fontes renováveis de energia, as chamadas “energias de fluxo”, em contraposição às fontes de energia “estocadas na natureza”, como carvão, óleo cru, gás natural e urânio. Energias de fluxo são, por definição, passíveis de renovabilidade nas escalas de tempo e espaço das sociedades humanas por serem, direta ou indiretamente, função tanto da quantidade quanto da qualidade da energia solar que atinge a Terra.

Tal característica coloca o país em boa posição frente às negociações internacionais associadas à mitigação das mudanças climáticas globais, mas ressalta as vulnerabilidades das fontes renováveis de energia às mudanças climáticas e, por extensão, dos sistemas que nelas se baseiam. Tais vulnerabilidades são tanto de ordem física (mudança do potencial do recurso energético devida à mudança do regime de chuvas numa região, ou ao índice de claridade, ou ao perfil de ventos, por exemplo) quanto de ordem estocástica (dificuldade de previsão do recurso cuja disponibilidade usualmente tem sido avaliada segundo séries históricas).

No caso das hidrelétricas no país, por exemplo, estudos indicam que essas podem ser afetadas por eventos extremos<sup>2</sup>, comprometendo sua

2. LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. 2009

energia firme em cerca de 30% na média brasileira (com variações por bacia). Isto pode implicar necessidade de térmicas apenas para lidar com eventos de difícil previsibilidade, resultando em custos adicionais de capital da ordem de 50 bilhões de dólares<sup>3</sup> e no desafio regulatório de incluir esse risco no sistema e o compartilhar entre os agentes que dele participam<sup>4</sup>. Estudos também indicam perda de previsibilidade na geração eólica brasileira<sup>5</sup> ou mesmo da América do Sul e Caribe<sup>6</sup>.

Alguns conversores de energia também são afetados em suas eficiências pela mudança do clima. A eficiência real de células fotovoltaicas, por exemplo, poderia se reduzir em até 15% nos *hotspots* mais quentes do país<sup>7</sup> em consequência do aquecimento global, sem contar a mudança do índice de claridade que afetaria, além da opção fotovoltaica, também a opção de concentração solar.

A vulnerabilidade física do sistema energético pode se associar ainda à integridade de instalações de extração de energia primária, de conversão dessa energia em energia final e de transporte de vetores energéticos<sup>8,9</sup>. Isto é ainda mais verdadeiro para sistemas que dependem de longas linhas de transmissão de eletricidade, tipicamente sistemas hidrotérmicos<sup>10</sup>. Mesmo a demanda por energia final, sobretudo de eletricidade, pode ser afetada pela mudança do clima, tornando ainda mais intrincado o uso de ferramentas convencionais de previsão para sistemas cujo planejamento e operação não estão adaptados a essa mudança<sup>11</sup>.

E, para além da vulnerabilidade física em suas diferentes naturezas, há também a vulnerabilidade econômico-financeira. A redução de previsibilidade de entrega de um serviço energético expõe um produtor a riscos econômico-financeiros e, dependendo da forma com que se mitiga esse risco, também expõe o consumidor desse serviço. A redução

---

3. LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. 2010

4. PAIM, M.A.; DALMARCO, A.R; YANG, C.H. Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix. 2019

5. LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R.; DUTRA, R.M. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. 2010

6. VIVIESCAS, C.; LIMA, L.; DIUANA, F.A.; SZKLO, A.; LUCENA, A.P.; SCHAEFFER, R. Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. 2019

7. SIMIONI, T.; SCHAEFFER, R. Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions – An application to Brazil. 2019

8. EBINGER, J.; VERGARA, W. Climate Impacts on Energy Systems: Key issues for energy sector adaptation. 2011

9. LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. Energy sector vulnerability to climate change: A review. 2012

10. LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. The Vulnerable Amazon: The Impact of Climate Change on the Untapped Potential of Hydropower Systems. 2013

11. MCCOLLUM, D.L.; GAMBHIR, A.; WILSON, C. Energy modellers should explore extremes more systematically in scenarios. 2020



da geração hidrelétrica no Brasil na última década, sobretudo na região norte, e o mecanismo atual de realocação dessa redução tendem a penalizar o consumidor de eletricidade<sup>12</sup>. Conquanto não se possa atribuir integral ou majoritariamente às mudanças climáticas globais essa redução de previsibilidade da oferta de hidroeletricidade no país, o fato relevante é o aumento do risco e a maneira de o compartilhar.

Mais emblemático ainda (como lição) é o caso da concessionária californiana *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E), cuja responsabilização legal por evento extremo causador de dano levou à sua falência em 2019<sup>13</sup>. De fato, “*PG&E’s experience presents a stark example of how the legal system can abruptly transform climate risks from something that the energy sector can ignore without consequence into a massive liability and a spur to rapid change*”<sup>14</sup>.

Assim, as mudanças climáticas implicam maiores riscos ao sistema energético, cuja infraestrutura se baseia em sistemas complexos, capital-intensivos e com alto grau de coordenação na cadeia de valor. Esses riscos podem recair não apenas sobre produtores e consumidores, mas também sobre o setor financeiro quando associado a atividades potencialmente impactadas pelas mudanças climáticas<sup>15</sup>. Mas essas atividades abrangem não apenas o setor energético, mas também o setor agrícola<sup>16</sup>, onde se inclui a produção da bioenergia. Visto como vulnerável às mudanças climáticas, o setor energético enfrentará custos de oportunidade de capital crescentemente maiores para investir, inclusive para se adaptar às mudanças<sup>17</sup>. Como ciclo vicioso, se não investir em adaptação, ficará cada vez mais vulnerável a eventos extremos e sob maior risco de perda de receita e de processos judiciais.

Interessantemente, a vulnerabilidade econômico-financeira talvez se expresse ainda mais claramente no caso da indústria de combustíveis fósseis, dentro do conceito de *stranded assets*<sup>18</sup> ou de *unburnt reserves*<sup>19</sup>. Em estudo recente com uso de modelo de avaliação integrada de abrangência global para energia e uso do solo desenvolvido no

---

12. PAIM, M.A.; DALMARCO, A.R; YANG, C.H. Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix. 2019

13. The Wall Street Journal. PG&E: The First Climate-Change Bankruptcy, Probably Not the Last. 2019. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/pg-e-wildfires-and-the-first-climate-change-bankruptcy-11547820006>>

14. GUNDLACH, J. Climate risks are becoming legal liabilities for the energy sector. 2020

15. WEF. The Global Risks report. 2013

16. Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks; LOBELL, D.; FIELD, C.B. Global scale climate-crop yield relationships and the impacts of recent warming. 2007

17. JAFFE, A.M. Financial herding must be checked to avert climate crashes. 2020

18. GRIFFIN, P.A. Energy finance must account for extreme weather risk. 2020

19. MCGLADE, C.; EKINS, P. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C. 2015

Brasil, obtiveram-se resultados detalhados para o caso de se restringir o aumento médio da temperatura global em 1,5°C relativamente a 1850-1870, sem permitir que esse aumento seja excedido em qualquer momento. Nesse caso, frente a um cenário sem metas climáticas, mundialmente seriam produzidos menos 300 Gb de petróleo (25% a menos), menos 50 bilhões de Nm<sup>3</sup> de gás natural (28% a menos) e menos 370 Gt de carvão (70% menos) entre 2015 e 2050<sup>20</sup>. O estudo também avaliou um cenário em que seria permitido a regiões como América do Sul (inclusive Brasil), Sudeste Asiático e África manterem sua rampa de produção de combustíveis fósseis até 2050 como forma de monetizarem suas reservas 2P<sup>21</sup>. Nesse caso, determinados produtores, como Canadá, Rússia e mesmo EUA, teriam que reduzir sua produção, abrindo espaço para a produção adicional advinda daqueles países em desenvolvimento. E o refino mundial teria que se adaptar a uma redução da qualidade da oferta de cru (cerca de 3-4 graus API), e realizar investimentos para lidar com ela.

Paradoxalmente, há ainda uma fonte adicional de risco ao sistema energético brasileiro associada a uma de suas históricas virtudes, que é o uso de etanol em veículos leves baseados em motores a combustão interna. Tal risco deriva da própria dinâmica tecnológica da transição energética do século XXI, onde forças motrizes como aumento do uso de tecnologias de informação e mitigação de emissão de gases de efeito estufa<sup>22</sup> se destacam. Nesse caso, ainda que o etanol e a cadeia que se lhe associa sejam opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa do sistema energético brasileiro atual e futuro, há fortes indícios de que a indústria automobilística mundial busca um novo padrão dominante baseado em propulsores elétricos. Ainda que a eletromobilidade não seja incompatível com o uso de combustíveis líquidos, porquanto a fonte de eletricidade pode vir de pilhas (células) a quaisquer combustíveis líquidos com presença de hidrogênio em sua composição, como é o caso do etanol, por exemplo, o viés tem se dado principalmente por veículos elétricos a bateria.

A previsão do futuro de uma transição energética envolve o cuidado da modéstia quanto à sua dinâmica e cinemática (o que a causa e com que velocidade). Mas, independentemente das virtudes de uma eletromobilidade a etanol, por exemplo, essa estratégia tecnológica estaria atualmente restrita sobretudo ao Brasil. Isto implica a busca por opor-

---

20. SCHAEFFER, R. Is a "Just Transition" Just When it Comes to Limiting Fossil Fuel Extraction? 2020

21. À luz de um conceito não muito canônico, mas já consagrado na literatura internacional, de *Just Transition*

22. SOVACOOOL, B.K.; GEELS, F.W. Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics. 2016

tunidades onde a eletromobilidade baseada exclusivamente em baterias (com reduzida densidade de energia e potência) não representa um competidor de fato. Nesse caso, destacam-se os biocombustíveis para aviões<sup>23</sup>, navios<sup>24</sup>, e mesmo para caminhões de maior porte. Tal assertiva é coerente com os resultados de cenários desenvolvidos com o BLUES, modelo integrado de energia e uso do solo desenvolvido no Cenergia/COPPE/UFRJ<sup>25</sup>. E, neste caso, o Brasil não apenas atenderia a seu mercado, mas seria também um produtor de menor custo desses combustíveis, podendo competir num mundo onde já hoje a IATA<sup>26</sup> tem metas ambiciosas para aviação internacional e a IMO<sup>27</sup> para o transporte marítimo internacional.

Tal oportunidade se torna ainda mais emblemática quando se lhe adicionam a opção de produção de bioplataformas químicas<sup>28</sup> e a opção de captura e sequestro ou uso químico do CO<sub>2</sub> associado à cadeia de produção de biocombustíveis no país<sup>29</sup>. Trata-se do conjunto de tecnologias chamadas de *bio-energy with carbon capture and storage* (BECCS), cuja sigla não apreende todas as variantes que essas opções introduzem. BECCS são alternativas tecnológicas chave em cenários de atraso em ações de mitigação de emissões de gases de efeito estufa<sup>30</sup>. Por exemplo, o aumento de emissões associadas a desmatamento no Brasil faria com que o país tivesse que elevar seu investimento em BECCS<sup>31</sup> em urgência e escala praticamente improváveis.

Mas para além dos riscos que as mudanças climáticas globais trazem para o país em sua estratégia econômica (rendas do óleo cru e gás natural) e energética (vulnerabilidade de fontes renováveis), ressaltam-se também oportunidades. O país empreendeu desenvolvimentos tecnológicos exemplares para diferentes cadeias energéticas por diversas razões ao longo do século XX. Tem base instalada em ciência e tecnologia e vantagens comparativas edafoclimáticas que lhe podem conferir papel não de vítima, mas de protagonista, em um mundo em transição

---

23. SZKLO, A.; CARVALHO, F.; SILVA, F. Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil. 2019

24. CARVALHO, F.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A. Two Captains Will Not Sink the Ship: Evaluation of Bio-based Bunker Fuel Production and Distribution Logistics in Brazil. 2019

25. ICS. Brazil in a Well-Below 2°C World. 2019

26. International Air Transport Association

27. International Maritime Organization

28. OLIVEIRA, C.; ROCHEDO, P.R.R.; BHARDWAJ, R.; WORREL, E.; SZKLO, A. Bio-ethylene from sugarcane as a competitiveness strategy for the Brazilian chemical industry. 2019

29. CARVALHO, F.; SILVA, F.T.F.; TAGOMARI, I.; SZKLO, A. CO<sub>2</sub> capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. 2018

30. VUUREN, D.P.; STEHFEST, E.; GERNAAT, D. Alternative pathways to the 1.5°C target reduce the need for negative emission technologies. 2018

31. ROCHEDO, P.R.R.; SOARES-FILHO, B.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.F.P. The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil. 2018

tecnológica cujo estado final e cinética ainda são incertos. Mas essa transição, assim como as outras que lhe antecederam, dependerá de pioneirismo, ambição e percepção de vantagens comparativas em relação às outras economias de um mundo em transformação.

---

## REFERÊNCIAS

- 1) Bank of England. *Breaking the tragedy of the horizon - climate change and financial stability - speech by Mark Carney*. 2015
- 2) CARVALHO, F.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A. *Two Captains Will Not Sink the Ship: Evaluation of Bio-based Bunker Fuel Production and Distribution Logistics in Brazil*. 2019
- 3) CARVALHO, F.; SILVA, F.T.F.; TAGOMARI, I.; SZKLO, A. *CO<sub>2</sub> capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks*. 2018
- 4) EBINGER, J.; VERGARA, W. *Climate Impacts on Energy Systems: Key issues for energy sector adaptation*. 2011
- 5) GRIFFIN, P.A. *Energy finance must account for extreme weather risk*. 2020
- 6) GUNDLACH, J. *Climate risks are becoming legal liabilities for the energy sector*. 2020
- 7) ICS. *Brazil in a Well-Below 2°C World*. 2019
- 8) JAFFE, A.M. *Financial herding must be checked to avert climate crashes*. 2020
- 9) LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. *Energy sector vulnerability to climate change: A review*. 2012
- 10) LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. *Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system*. 2010
- 11) LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. *The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil*. 2009
- 12) LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R. *The Vulnerable Amazon: The Impact of Climate Change on the Untapped Potential of Hydro-power Systems*. 2013

- 13) LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R.; DUTRA, R.M. *The vulnerability of wind power to climate change in Brazil*. 2010
- 14) MCCOLLUM, D.L.; GAMBHIR, A.; WILSON, C. *Energy modellers should explore extremes more systematically in scenarios*. 2020
- 15) MCGLADE, C.; EKINS, P. *The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C*. 2015
- 16) NGFS. *A call for action Climate change as a source of financial risk*. 2019
- 17) OLIVEIRA, C.; ROCHEDO, P.R.R.; BHARDWAJ, R.; WORREL, E.; SZKLO, A. *Bio-ethylene from sugarcane as a competitiveness strategy for the Brazilian chemical industry*. 2019
- 18) PAIM, M.A.; DALMARCO, A.R; YANG, C.H. *Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix*. 2019
- 19) PAIM, M.A.; DALMARCO, A.R; YANG, C.H. *Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix*. 2019
- 20) ROCHEDO, P.R.R.; SOARES-FILHO, B.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.F.P. *The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil*. 2018
- 21) SCHAEFFER, R. *Is a “Just Transition” Just When it Comes to Limiting Fossil Fuel Extraction?* 2020
- 22) SIMIONI, T.; SCHAEFFER, R. *Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions - An application to Brazil*. 2019
- 23) SOVACOOOL, B.K.; GEELS, F.W. *Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics*. 2016
- 24) Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks; LOBELL, D.; FIELD, C.B. *Global scale climate-crop yield relationships and the impacts of recent warming*. 2007
- 25) SZKLO, A.; CARVALHO, F.; SILVA, F. *Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil*. 2019
- 26) TCFD. *Final Report: Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures*. 2017

27) The Wall Street Journal. *PG&E: The First Climate-Change Bankruptcy, Probably Not the Last*. 2019. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/pg-e-wildfires-and-the-first-climate-change-bankruptcy-11547820006>>

28) VIVIESCAS, C.; LIMA, L.; DIUANA, F.A.; SZKLO, A.; LUCENA, A.P.; SCHAEFFER, R. *Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources*. 2019

29) VUUREN, D.P.; STEHFEST, E.; GERNAAT, D. *Alternative pathways to the 1.5°C target reduce the need for negative emission technologies*. 2018

30) WEF. *The Global Risks report*. 2013

---

## SOBRE OS AUTORES



**Alexandre Szklo** é Professor-associado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. É autor de 124 artigos publicados em periódicos científicos indexados. Também publicou 11 livros técnico-científicos completos e 193 trabalhos em congressos científicos.

É revisor de periódicos científicos indexados nas áreas de energia, meio ambiente e engenharia química. É coordenador do Laboratório CENERGIA da COPPE, onde, nos últimos 20 anos, coliderou as equipes que desenvolveram os modelos matemáticos de avaliação integrada (*Integrated Assessment Models*) de abrangência nacional (Brasil, Equador e Peru) e de abrangência mundial (modelos globais), além de modelos específicos para o setor de refino de petróleo e setor elétrico. Alexandre Szklo é Doutor pela COPPE/UFRJ e engenheiro químico pela Escola de Química da UFRJ.



**Roberto Schaeffer** é Professor Titular de Economia da Energia do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Pesquisador Nível I A do CNPq. Realizou pós-doutorado na University of Pennsylvania, e trabalhou como Professor Visitante e Professor Palestrante naquela mesma instituição (Center for Energy and the Environment e The Joseph H. Lauder Institute for Management and International Studies, da School of Arts and Sciences e da Wharton School, respectivamente, em 2001-02).

Possui Ph.D. em Política Energética pela University of Pennsylvania (1990). Atua em ensino, pesquisa e extensão nas áreas de planejamento energético e de mudanças climáticas. Foi Membro do Painel Metodológico em Linhas de Base e Monitoramento do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo das Nações Unidas (UN-FCCC CDM-Meth Panel) em 2002-11.

# Energia e litigância climática

Por **Márcio Pereira**, sócio da área Ambiental do BMA Advogados

*Artigo escrito em maio de 2020*

## I. Introdução

**A** par de negociações entre países para se pactuar tratados internacionais, de regulações impostas por parte de Estados e iniciativas de mercado ou da sociedade civil organizada, com foco na redução e neutralização das emissões de gases do efeito estufa envolvendo diferentes setores e segmentos econômicos, como o de energia, mais recentemente a denominada litigância climática se tornou uma nova estratégia para compelir e impulsionar as organizações públicas e privadas a se responsabilizarem pelos impactos do aquecimento global e das mudanças climáticas.

## II. Energia e mudança climática

O setor de energia sempre esteve no centro das atenções quando se fala em mudanças climáticas, seja pelas emissões de gases de efeito estufa (combustível fóssil), seja pelo potencial de fontes alternativas que o país dispõe (fontes renováveis), ou, ainda, pela vulnerabilidade da infraestrutura associada sobretudo às renováveis<sup>32</sup>, que podem sofrer perda de potencial pelos impactos da mudança climática, sobretudo a hidroeletricidade, por conta do risco hidrológico ou eventos extremos de escassez hídrica<sup>33</sup>.

A Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (Lei 12.187/2009),

32. COPPE. Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil. 2008. Disponível em: <[http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA\\_E\\_SEGURANCA-EnERGETICA\\_FINAL.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA_E_SEGURANCA-EnERGETICA_FINAL.pdf)>

33. PEREIRA, M.S.; MACIEL, M. Addressing the Impacts of Brazilian Drought in Hydropower Generation. 2018

que definiu o compromisso nacional voluntário de redução de 36,1% a 38,9% das emissões projetadas até 2020, também possibilitou, por meio de seu regulamento (Decreto 7.390/2010), a instituição de um Plano Decenal de Energia - PDE, com foco na mitigação e adaptação à mudança do clima (por exemplo, a expansão da produção e consumo de biocombustíveis e da geração eólica, solar fotovoltaica e biomassa, além de ganhos de eficiência energética).

Em âmbito internacional, por meio do Acordo de Paris<sup>34</sup>, o Brasil se comprometeu a adotar diversas medidas indicativas para o horizonte 2030: a) para bioenergia (etanol, biomassa de cana, biodiesel, outras biomassas), incrementar a participação para 18% da matriz energética; b) incrementar na matriz energética a participação para 23% da geração a partir de eólica, solar e biomassa, incluindo geração distribuída e autoprodução; c) atingir 66% de geração hidrelétrica no Sistema Integrado Nacional; d) expandir participação de fontes renováveis na matriz energética para um patamar entre 28 e 33% (exceto hidrelétricas); e) alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico; e f) alcançar a participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética nacional.

Em linha com esse compromisso internacional, uma das mais recentes políticas públicas instituídas no Brasil, a Política Nacional de Biocombustíveis - RenovaBio (Lei 13.576/2017) trouxe uma inovação ao acrescentar no atual quadro normativo um mecanismo inédito, que valorizará os combustíveis de menor intensidade carbônica, vinculando-o, proporcionalmente a mitigação de gases de efeito estufa em relação ao seu substituto fóssil, a um ativo financeiro (crédito de descarbonização - CBIO), negociado em bolsa. O RenovaBio impõe aos distribuidores de combustíveis fósseis a aquisição obrigatória desse crédito, como meio de mitigar as suas emissões, conforme metas anuais (setoriais e individuais) estabelecidas pelo governo, criando, desta forma, condições para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Ainda, no setor do petróleo, não se pode perder de vista que já existem iniciativas regulatórias importantes, como a regulação da queima do gás da atividade de E&P pela ANP e que, normalmente, também é

---

34. Em dezembro de 2015, em Paris, foi realizada a 21ª Conferência das Partes (COP-21) da UNFCCC quando foi definido o novo acordo sobre mudança global do clima, válido para o período pós 2020 e estruturado com base na Contribuição Pretendida Nacionalmente Determinada (iNDC, na sigla em inglês). O Acordo de Paris entrou em vigor em 4 de novembro de 2016 quando atingiu o mínimo necessário de 55 países, contabilizando pelo menos 55% das emissões de GEE globais. O Brasil submeteu sua iNDC às Nações Unidas em setembro de 2015. O compromisso é de que em 2025 as emissões de GEE do país sejam 37% inferiores ao verificado em 2005. Após a ratificação do acordo de Paris pelo Brasil, em setembro de 2016, a iNDC brasileira se converteu automaticamente na sua NDC. Fonte: PEREIRA, M.S.; FRONTIN, B. Paris Agreement on Climate Change: Overview and Update. 2017. Disponível em: <<https://www.bestlawyers.com/article/paris-agreement-on-climate-change-overview-and-update/1581>>



controlada (eliminada, mitigada e/ou compensada) no âmbito do licenciamento ambiental do empreendimento<sup>35</sup>.

Com a percepção dessa realidade, e sendo parte desse processo, existem iniciativas de âmbito privado. Por exemplo, no segmento de óleo e gás, grandes companhias vêm avançando em projetos e compromissos para alcançar o objetivo de minimizar a pegada de carbono em suas operações, isto é, reduzir as emissões possíveis e neutralizar as que forem inevitáveis. A estratégia envolve aumentar paulatinamente a proporção de investimentos em negócios fora da indústria de petróleo e gás e ajudar os clientes da companhia a reduzir suas emissões, oferecendo opções de produtos com uma pegada de carbono menor (projetos de renováveis, por exemplo)<sup>36</sup>.

### III. Litigância climática no setor de energia

Assumindo que as mudanças climáticas já estão em curso e podem se agravar, conforme afirma o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)<sup>37</sup>, as organizações não podem se olvidar dos esforços de mitigação e de adaptação, que têm a finalidade não só de limitar as emissões de gases de efeito estufa pelas atividades humanas e, como consequência, reduzir o ritmo das mudanças climáticas evitando efeitos danosos para a sociedade e para os sistemas naturais em geral, como também promover ações para reduzir a vulnerabilidade da sociedade e do ambiente a eventos extremos.

Nesse cenário, a sociedade civil organizada ou organizações públicas voltadas para a defesa do meio ambiente, amparadas pelo atual ordenamento jurídico, podem inovar por meio de medidas judiciais, inclusive, não obstante a teoria da separação dos poderes, no preenchimento de lacunas regulatórias.

A litigância climática internacional está em crescente desenvolvimento no mundo, principalmente nos Estados Unidos da América, onde já apresenta quantidade de casos e precedentes que inspiram e influenciam os outros sistemas jurisdicionais do planeta. Precedentes

---

35. Na ANP, o tema é tratado pela Portaria 249/2000 que aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural. No IBAMA, a IN 12/10 estabelece de forma genérica que a Diretoria de Licenciamento do IBAMA deve avaliar no processo de licenciamento de atividades capazes de emitir gases de efeito estufa, "as medidas propostas pelo empreendedor com o objetivo de mitigar estes impactos ambientais, em atendimento aos compromissos assumidos pelo Brasil na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre mudanças do clima". Porém, não há qualquer balizamento legal impondo restrição de queima "zero", nem fixando a forma de mitigá-la ou de compensá-la

36. SMITH, E.E.; DZIENKOWSKI, J.S.; ANDERSON, O.L.; LOWE, J.S.; KRAMER, B.M.; WEAVER, J.L. *Global Warming: The Greenhouse Effect*. International Petroleum Transactions, 3<sup>rd</sup> Edition, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, p. 848-881. 2010

37. IPCC. *Aquecimento Global de 1,5°C*. 2019

internacionais da chamada litigância climática, que já somam mais de trezentos casos no mundo, afóra a jurisdição americana com mais de novecentos<sup>38</sup>, mostram que os impactos das mudanças climáticas sobre os direitos humanos vêm sendo discutidos como violações legais graves, servindo como fundamento para exigência de ações de empresas e governos locais e nacionais.

Entres os casos relevantes de litigância climática nas cortes norte-americanas, *Connecticut v. American Electric Power* discutiu a limitação dos gases de efeito estufa; e *Comer v. Murphy Oil* envolveu a responsabilização de empresas de petróleo pelos inúmeros prejuízos e danos que os demandantes tiveram com a ocorrência das mudanças climáticas, uma vez que as empresas de petróleo demandadas teriam contribuído para o aquecimento global, refletindo a intensificação de eventos extremos, como o Furacão Katrina. Também, no *Massachusetts v. E.P.A* atribuiu-se omissão à agência de proteção ambiental pela falta de regulamentação dos gases de efeito estufa, no que se refere ao estabelecimento de padrões de emissão, em conformidade com o *Clean Air Act*, o que resultou num importante precedente favorável às ações de litigância climática; e *Juliana v. United States*, no qual se discute um limite à emissão de dióxido de carbono por diversas empresas do setor de energia<sup>39</sup>.

Em suma, a maior parte dos casos judiciais que tratam da temática da responsabilização por mudanças climáticas busca a imputação ao Estado ou à organização privada como responsável, normalmente pelo descumprimento, seja por comissão ou por omissão, da obrigação de proteção ao meio ambiente, com reflexos aos direitos humanos. Atualmente, empresas de energia, especialmente de O&G, encontram-se envolvidas em disputas legais sobre o papel do setor no aquecimento global. Ativistas também vêm ingressando com ações contra o Estado, alegando que esse tem a obrigação de proteger o meio ambiente tanto para gerações atuais quanto para futuras.

#### **IV. Considerações finais: Justiça climática no Brasil**

As decisões judiciais na litigância climática robustecem o papel e a responsabilidade dos atores cruciais no controle da emissão de gases de efeito estufa, bem como nas ações de adaptação, inclusive influenciando na lógica de mercado (fundos, financiamentos etc.).

---

38. Grantham Research Institute at LSE and the Sabin Center at Columbia Law School. Climate change Laws of the World and Climate Change Litigation of the World. Disponível em: <<https://climate-laws.org/>>

39. A propósito, casos comentados por Délton Winter de Carvalho e Kelly de Souza Barbosa em CARVALHO, D.W.; BARBOSA, K.S. Litigância climática como estratégia jurisdicional ao aquecimento global antropogênico e mudanças climáticas. *Revista de Direito Internacional*, v. 16, n. 2, p. 55 e segs. 2019

No Brasil, sem casos expressivos, ainda não se sentiu o impacto transformador que já foi observado em outros países. A jurisprudência nacional apenas tangencia o tema como um dos fundamentos de contexto das decisões, sobretudo relacionada à poluição (termeletricidade a carvão e queima de palha de cana-de-açúcar, por exemplo) e desmatamento (sobretudo na Amazônia)<sup>40</sup>.

A propósito, considerando o vigente regime de responsabilidade ambiental no Brasil (CF, art. 225, § 3º e Lei 6.938/1981), a eventual caracterização do dever de reparação requer a demonstração de três requisitos: conduta (ação ou omissão), dano e nexo de causalidade. A configuração do nexo é o ponto fulcral em caso envolvendo uma determinada organização e sua atividade, uma vez que depende de prova, num universo de causas que podem concorrer para um impacto associado à mudança climática (teoria da causalidade adequada)<sup>41</sup>, muitas vezes futuro, cuja reparação é discutível em nosso sistema jurídico<sup>42</sup>.

Tal como se verificou em outros países, a discussão vai além dos limites tradicionais do litígio ambiental (p. ex., reparação pela poluição das águas) e inclui aspectos sistêmicos (p. ex., perda de resiliência ambiental por força de eventos extremos relacionados às alterações climáticas, como a escassez hídrica), envolvendo medidas de mitigação e adaptação ao clima, de modo a reduzir ou mitigar os impactos negativos nas comunidades e nos ecossistemas<sup>43</sup>.

Nessa abordagem mais ampla, a litigância climática pode ser usada para induzir a regulação setorial por parte dos Estados, por meio de medidas assecuratórias para proteger as presentes e futuras gerações contra os efeitos danosos das mudanças climáticas<sup>44</sup>. Isto é, pode estimular alterações no comportamento das instituições públicas e privadas e na forma como as decisões são tomadas (*project finance* e *green bonds*)<sup>45</sup>, demandar que governos cumpram com seus compromissos

---

40. Por exemplo, vide STJ, AgRg em EDcl no Recurso Especial 094.873/SP (ilegalidade da utilização da técnica da queimada da palha na colheita da cana de açúcar por causar impactos negativos ao meio ambiente e emissão de CO<sub>2</sub>, contribuindo para o aquecimento global). No mesmo sentido, Recurso Especial 1.000.731/RO

41. RESP nº 1.602.106 - PR

42. Sobre dano futuro, vide STF- RE 130.764

43. BERNARDO, V.L. Mudanças climáticas: estratégia de litigância e o poder do judiciário no combate às causas do aquecimento global no contexto brasileiro. Revista de Direito Ambiental, Porto Alegre, a. 22, v. 88, p. 517-548. 2017

44. Nesse sentido, o entendimento do STF a respeito do alcance jurídico do art. 225 da CF: "(...) é dever do Poder Público e da sociedade a defesa de um meio ambiente ecologicamente equilibrado para as presentes e futuras gerações. 2. Assim, pode o Poder Judiciário, em situações excepcionais, determinar que a administração pública adote medidas assecuratórias desse direito, reputado essencial pela Constituição Federal, sem que isso configure violação do princípio da separação de poderes" (RE 658171 AgR / DF)

45. World Bank. Climate Finance. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/topic/climatefinance>>

(RenovaBio), tratar do impacto do setor de energia e sua vinculação com a mudança climática e a resiliência ambiental (hidroeletricidade), imputar às emissões de organizações privadas a causa imediata de impactos adversos das mudanças climáticas (combustíveis fósseis), e imputar responsabilidades pelas falhas (ou esforços) de adaptação à mudança climática (gestão hídrica).

Os Tribunais, sem dúvida, podem desempenhar um papel fundamental na condução dessa mudança, denotando que a litigância climática não é apenas uma possibilidade futura, mas uma realidade que não pode ser desprezada pelo setor de energia no desenvolvimento de sua estratégia de negócio, inclusive no Brasil.

---

## REFERÊNCIAS

- 1) BERNARDO, V.L. *Mudanças climáticas: estratégia de litigância e o poder do judiciário no combate às causas do aquecimento global no contexto brasileiro*. Revista de Direito Ambiental, Porto Alegre, a. 22, v. 88, p. 517-548. 2017
- 2) CARVALHO, D.W.; BARBOSA, K.S. *Litigância climática como estratégia jurisdicional ao aquecimento global antropogênico e mudanças climáticas*. Revista de Direito Internacional, v. 16, n. 2, p. 55 e segs. 2019
- 3) COPPE. *Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil*. 2008. Disponível em: <[http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA\\_E\\_SEGURANCA-EnERGETICA\\_FINAL.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA_E_SEGURANCA-EnERGETICA_FINAL.pdf)>
- 4) Grantham Research Institute at LSE and the Sabin Center at Columbia Law School. *Climate change Laws of the World and Climate Change Litigation of the World*. Disponível em: <<https://climate-laws.org/>>
- 5) IPCC. *Aquecimento Global de 1,5°C*. 2019
- 6) PEREIRA, M.S.; FRONTIN, B. *Paris Agreement on Climate Change: Overview and Update*. 2017: Disponível em: <<https://www.bestlawyers.com/article/paris-agreement-on-climate-change-overview-and-update/1581>>
- 7) PEREIRA, M.S.; MACIEL, M. *Addressing the Impacts of Brazilian Drought in Hydropower Generation*. 2018

8) SMITH, E.E.; DZIENKOWSKI, J.S.; ANDERSON, O.L.; LOWE, J.S.; KRAMER, B.M.; WEAVER, J.L. *Global Warming: The Greenhouse Effect*. International Petroleum Transactions, 3<sup>rd</sup> Edition, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, p. 848-881. 2010

9) World Bank. *Climate Finance*. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/topic/climatefinance>>

---

## SOBRE O AUTOR



**Márcio Pereira** é sócio da área Ambiental do BMA Advogados, com atuação destacada na regulação do aproveitamento econômico de recursos naturais e na condução de assuntos envolvendo sustentabilidade.

Márcio possui experiência em diversos segmentos econômicos ao longo de anos de advocacia empresarial, contenciosa e consultiva, tendo advogado em projetos de energia, petróleo, gás, infraestrutura, transporte, mineração, siderurgia, indústria, telecomunicações, saneamento, gestão de recursos hídricos, agrogócio, silvicultura, construção civil, imobiliário, serviços ambientais, gestão florestal, mudanças climáticas e economia verde. Além disso, passou pela Vale S.A., onde participou de programa internacional em parceria com o escritório Reed Smith LLP.

Márcio é graduado em Direito, com especialização em Interesses Difusos, pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo - PUC-SP (1997) e pós-graduado em Gestão Ambiental pela Universidade de São Paulo - USP (1999).

# 4 Energia nuclear – oportunidades para o Brasil

---

**Por Bento Costa Lima Albuquerque**, Ministro de Minas e Energia (MME) do Brasil

*Artigo escrito em maio de 2020*

**H**á mais de 30 anos, a energia nuclear está presente na matriz elétrica brasileira. Em todo o período, as nossas usinas têm apresentado índices de segurança e de produtividade que as colocam entre as melhores do mundo. Ao longo das últimas décadas, em diversas ocasiões, a geração advinda contribuiu, de forma decisiva, para a segurança do abastecimento, como na crise de suprimento em 2001 e em outras intercorrências na rede elétrica.

O nosso consumo *per capita* é, ainda, muito baixo e a necessidade de levar qualidade de vida a toda a população passa por seu crescimento significativo. O saneamento básico, só para citar um tema atualmente em destaque, é um grande consumidor de eletricidade. Para assegurarmos as condições de desenvolvimento social e de retomada econômica do País, precisamos disponibilizar nova capacidade de geração, de forma constante e sustentável.

A nossa missão, como um dos formuladores das políticas públicas atinentes à energia elétrica, é garantir esse crescimento, com um elevado nível de segurança e confiabilidade no suprimento, com custos reduzidos e, ao mesmo tempo, limitando a emissão de gases causadores de efeito estufa, uma demanda atual da sociedade. Ademais, os desafios advindos das mudanças do clima proporcionam incertezas sobre os regimes de chuva e as afluições em nossas bacias; além do aumento da incidência de eventos climáticos extremos, que trazem riscos ao nosso sistema elétrico baseado em linhas de transmissão que cortam o nosso País de dimensões continentais.

Nesse quadro, a energia nuclear tem um papel importante a desempe-

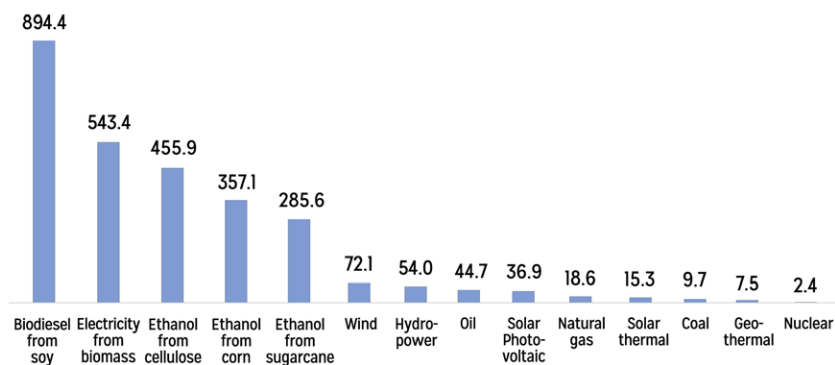
nhar. Além de não emitirem gases de efeito estufa, as suas usinas são altamente resilientes, por poderem ser instaladas relativamente próximas aos grandes centros de consumo e serem relativamente imunes a fatores climáticos. Também, sua elevada capacidade, da ordem de 90%, traduz-se numa geração de base firme que propicia a confiança e a segurança de abastecimento necessárias para a utilização expressiva de fontes renováveis variáveis, como a solar e eólica. Ainda, importa destacar que, em um sistema elétrico onde, cada vez mais, agregam-se unidades rotativas com baixa inércia (aerogeradores), a presença de máquinas rotativas com inércia elevada, como os turbogeradores das nucleares, contribuem, significativamente, para a estabilidade do sistema, compensando oscilações transitórias da rede, mantendo a frequência dentro de padrões adequados.

## Benefícios socioambientais

Diversos benefícios de ordem socioambiental podem ser elencados em favor da expansão da geração nuclear:

- Em razão da elevada potência instalada, do alto fator de capacidade e da reduzida área ocupada, as usinas apresentam grande densidade energética, traduzida em MW instalados por m<sup>2</sup> de área ocupada, tornando-se uma importante fonte de energia, com reduzidos impactos ambientais. O gráfico, a seguir, mostra a densidade energética média de diferentes fontes de energia.

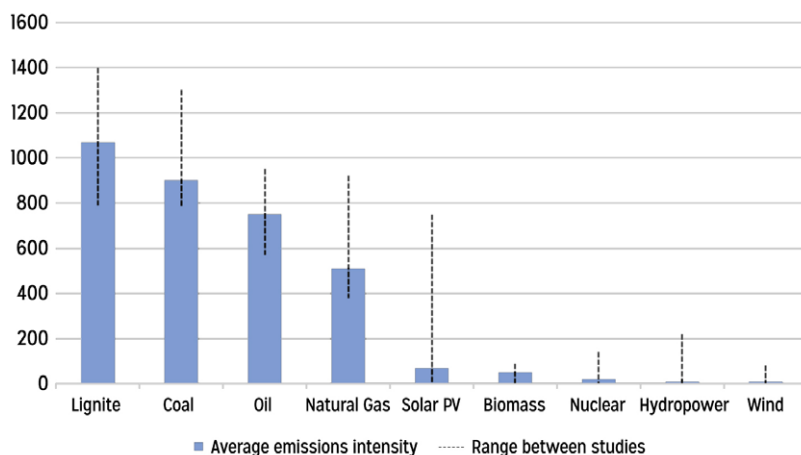
Fig. 1. **Uso do solo por diferentes Fontes de Energia 2030** (km<sup>2</sup>/TW . hr/yr)



Fonte: MCDONALD. R. Energy Sprawl or Energy Efficiency: Climate Policy Impacts on Natural Habitat for the United States of America. 2009

- As termoelétricas nucleares são uma das fontes com menor geração de gases causadores de efeito estufa, mesmo considerando todo o ciclo de vida da instalação e do combustível.

Fig. 2. **Emissões de gases de efeito estufa em todo o ciclo, por fonte** (tCO<sub>2eq</sub>/GWh)



Fonte: WNA. Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. 2011

- Em termos de benefícios econômicos, a implantação de térmicas nucleares gera um número expressivo de novos empregos de qualidade – diretos, indiretos e induzidos – não apenas na sua fase de construção, mas durante toda a vida útil. Uma unidade de 1.000 MW gera, aproximadamente, 800 empregos diretos contínuos, em sua maioria, de nível superior ou técnico especializado. A estes, somam-se os indiretos e induzidos, os quais, segundo estudo da Fundação Getúlio Vargas (FGV), são 2,4 vezes o número de diretos. Uma central nuclear, com seis usinas, gera, aproximadamente, 5.000 empregos diretos e cerca de 12.000 indiretos e induzidos.

Com base no ocorrido em Angra dos Reis, a instalação das usinas propiciou, ainda, a abertura de universidades e de cursos técnicos. Pode-se dizer que a primeira leva de operadores, nos anos 70 e 80, veio de outros centros. Cada vez mais, os operadores atuais são originários da própria região, tornando o segmento importante vetor de desenvolvimento regional. Releva ressaltar, também, que o setor proporciona significativas arrecadações, nos âmbitos municipal, estadual e federal, tanto pela efetiva geração de energia, quanto pela atividade econômica induzida.



Como um destacado agente indutor de desenvolvimento, as termonucléares têm participação ativa nas comunidades ao seu entorno, por intermédio de programas de responsabilidade socioambiental; convênios para obras de infraestrutura, saneamento, saúde e educação; e participação de sua força de trabalho em projetos comunitários, e de voluntariado. Os exemplos de Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro, municípios vizinhos à Central Nuclear de Angra dos Reis, demonstram, de forma inequívoca, o quanto a Eletronuclear contribuiu e continua contribuindo para a prosperidade e o bem-estar social da região.

Os expressivos recursos investidos na construção – com um índice de nacionalização que pode atingir valores da ordem de 70% – produzem efeitos multiplicadores na economia local, regional e nacional. Um estudo realizado pela FGV em 2015 aponta que os investimentos realizados revertem ao PIB segundo um multiplicador de 2,27. Ou seja, cada R\$ 1,00 investido agrega R\$ 2,27 ao PIB nacional.

## **Aspectos estratégicos**

A geração de energia nucleoe elétrica caracteriza-se como o principal eixo econômico do setor. A construção e operação das unidades dessa natureza aportam relevantes benefícios ao Programa Nuclear Brasileiro, dentre os quais, a preservação das capacidades nacionais de construção, operação e manutenção; as expertises relacionadas ao licenciamento, regulação e fiscalização; e as competências afetas à segurança das atividades e à proteção física das instalações ... benefícios que se baseiam, sobretudo, na importante ação de formação, educação e treinamento contínuos do capital humano.

A construção dessas unidades traz, ainda, impactos positivos no setor industrial. Destacam-se, nesse ponto, a Indústrias Nucleares Brasileiras (INB) – que detém o monopólio nacional para a fabricação do combustível nuclear – e a Nuclebrás Equipamentos Pesados (NUCLEP) – que possui a expertise para a fabricação de equipamentos para as usinas.

Segmentos da indústria convencional, de máquinas e equipamentos, são, também, diretamente beneficiados. Os apurados requisitos tecnológicos e os elevados padrões de qualidade demandados pelo setor são fatores de desenvolvimento e da qualificação do parque industrial brasileiro. Um programa continuado de construção de térmicas nucleares justifica-se, também, em razão de investimentos em tecnologia, da qualificação e do aprimoramento da indústria brasileira, como vem sendo verificado em Angra 1 e Angra 2.

Não podemos esquecer que o País é detentor da sexta maior reserva

de urânio do mundo, tendo prospectado, apenas, um terço do seu território e, somente na superfície. A continuidade do programa de construção de usinas permitirá o aproveitamento econômico dessa riqueza natural, em benefício de toda a sociedade.

A expansão sustentável da oferta de energia elétrica passa pela construção de novas term nucleares, fato que está sendo considerado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelas empresas vinculadas, em seus respectivos planejamentos.

## **Considerações finais**

À luz de todo o exposto, seguem algumas considerações:

- Baseado nos princípios do Desenvolvimento Sustentável, as mais recentes análises – incluindo as do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática da ONU) e da IEA (Agência Internacional de Energia) – não conseguem elaborar qualquer cenário para os próximos 30 anos em que não haja uma significativa participação da fonte nuclear, para atender às demandas de geração de energia de base, concentrada e em larga escala, de modo que, ao lado das renováveis, atenda às necessidades da transição energética para a descarbonização da economia. A alternativa seria exaurir os combustíveis fósseis, aumentando, brutalmente, a emissão de gases de efeito estufa; ou negar as aspirações de melhoria da qualidade de vida para bilhões de pessoas das gerações futuras;
- A utilização da energia nuclear, muitas vezes, suscita debates acalorados, razão pela qual temos estabelecido um diálogo objetivo, “desarmado” e transparente, com o mercado e com todos os segmentos da sociedade; e
- O País não pode e não abrirá mão das suas raras e valiosas vantagens competitivas no cenário internacional:
  - A existência de grandes reservas de urânio em nosso território;
  - O domínio da tecnologia e do ciclo completo do combustível; e
  - O conhecimento e a experiência acumulados, desde a década de 80, na concepção, construção e operação de usinas nucleares.

---

## SOBRE O AUTOR



**Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior**, Almirante de Esquadra, é Ministro de Minas e Energia.

Iniciou a carreira militar em 1973, tendo desempenhado os seguintes principais Cargos na Marinha: Comandante dos Submarinos “Tamoio” e “Tonelero”; Comandante da Base de Submarinos “Almirante Castro e Silva”; Assessor Chefe Parlamentar junto ao Congresso Nacional; Comandante da Força de Submarinos; Chefe do Gabinete do Comandante da Marinha; Comandante em Chefe da Esquadra; e Diretor-Geral de Desenvolvimento Nuclear e Tecnológico da Marinha, ocasião em que esteve à frente dos Programas Nuclear (PNM) e de Desenvolvimento de Submarinos (PROSUB), os principais Programas Estratégicos da Marinha.

A sua experiência internacional inclui o Cargo de Diretor-Geral da Junta Interamericana de Defesa (JID), entidade vinculada à Organização dos Estados Americanos (OEA), em Washington DC, EUA; e o posto de Observador Militar da Organização das Nações Unidas (ONU) durante a Guerra da Bósnia – primeiro, na Cidade de Sarajevo e, posteriormente, em Dubrovnik, na Croácia.

Bento Albuquerque, além de concluir vários cursos militares da Escola de Guerra Naval e da Escola Superior de Guerra, tornando-se Doutor em Ciências Navais, realizou os cursos de pós-graduação em Ciências Políticas pela Universidade de Brasília; MBA em Gestão Pública pela Fundação Getúlio Vargas; e MBA em Gestão Internacional pela COPPEAD, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

# Brasil na vanguarda dos biocombustíveis

Por **Luis Henrique Guimarães**, CEO da Cosan<sup>46</sup>

*Artigo escrito em março de 2020*

**E**m tempos de grandes discussões e mobilização global para reduzir as emissões de gases do efeito estufa (GEE) e, consequentemente, reduzir os impactos climáticos, o Brasil pode ser considerado um dos principais países no atingimento do principal compromisso do chamado Acordo de Paris, de limitar o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais.

De acordo com o documento do governo brasileiro firmado para a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), apresentado em quadro das Nações Unidas sobre mudanças do clima, o Brasil comprometeu-se em reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, até 2025, e em 43%, até 2030. E, a longo prazo, o País não medirá esforços em uma transição para sistemas de energia baseados em fontes renováveis e descarbonização da economia mundial até o final deste século, no contexto do desenvolvimento sustentável e do acesso aos meios financeiros e tecnológicos necessários para essa transição.

A meta é ambiciosa, não temos como negar, e muitos prazos já batem à nossa porta, mas é possível cumpri-la como observado em alguns dados históricos, divulgados pelo governo federal. Entre os anos de 2004 e 2012, o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil aumentou 32%, frente a um recuo de 52% nas emissões de GEE. Esses números vão contra a premissa de que quanto maior o crescimento do País, mais desafiador é reduzir suas emissões.

---

46. Luis Henrique Guimarães escreveu o artigo como CEO da Raízen, posição que ocupou de abril/2016 até maio/2020

Mas esse sucesso do Brasil não vem de hoje. Muitos desses resultados começaram a ser traçados há 40 anos com o lançamento do projeto Proálcool – Programa Nacional do Álcool – em uma época em que pouco se falava em mudanças climáticas e gases de efeito estufa. Em 1975, o governo brasileiro lançou a iniciativa de intensificar a produção de álcool combustível (etanol) como forma de substituir a gasolina. É verdade que, na ocasião, o projeto foi lançado pensando mais no viés econômico, uma vez que o Brasil era fortemente impactado pela crise mundial do petróleo, que fez com que o produto atingisse valores muito elevados, do que uma preocupação genuína em reduzir os impactos climáticos.

O fato é que, a partir dessa iniciativa, outras medidas positivas foram criadas ao longo dos anos. Primeiro vieram os veículos movidos a etanol, que ganharam a preferência dos brasileiros, tanto que em 1991, o País registrava 60% de toda a sua frota (cerca de 6 milhões) sendo movida pelo biocombustível. Anos depois, em 2003, também a partir de uma nova crise do petróleo, o mercado de veículos a etanol voltou a aquecer e a indústria automotiva passou a desenvolver os motores flex. Só para se ter uma dimensão dos ganhos com a entrada dos carros flex no mercado, de acordo com um levantamento feito pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar, UNICA, de março de 2003 até dezembro de 2019, o consumo de etanol (anidro e hidratado) reduziu as emissões de GEE em 600 milhões de toneladas de CO<sub>2eq</sub>. Para atingir a mesma economia de CO<sub>2</sub> seria preciso plantar mais de 4 bilhões de árvores nativas nos próximos 20 anos.

Toda essa evolução do mercado culminou em um dos maiores programas do mundo de biocombustíveis, o RenovaBio, programa do governo federal que tem como objetivo aumentar a participação dos biocombustíveis na matriz de transportes do Brasil, baseada na previsibilidade, na sustentabilidade ambiental, econômica e social, e compatível com o crescimento do mercado.

O programa entrou em vigor no final de 2019, trazendo impactos para os produtores de biocombustíveis e para as distribuidoras em todo o Brasil. Para os produtores, a participação é voluntária e possibilita a emissão de CBios no mercado, um papel negociado na Bolsa de Valores e gerado em quantidade proporcional à emissão de CO<sub>2</sub> evitados na atmosfera por cada uma das unidades produtoras.

Já para os distribuidores de combustível, o programa estipula uma meta anual obrigatória de aquisição dos CBios, que aumenta de acordo com a meta setorial para aquele ano e o *market share* de combustíveis fósseis de cada *player* no ano anterior.

Para o atendimento dos seus objetivos, o RenovaBio demandará expansão significativa na oferta de biocombustíveis. Sendo assim, deverá trazer investimentos nos próximos 10 anos. A expectativa, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, é que sejam gerados mais de um milhão de empregos e um aporte de cerca de R\$ 1,3 trilhão no setor.

Com a evolução do programa, a expectativa é que o Brasil reduza sua vulnerabilidade energética e passe a depender cada vez menos da limitada capacidade de refino interna e da importação de combustíveis fósseis sujeitos à variação cambial.

Como movimento natural do mercado, com uma maior injeção de biocombustíveis, espera-se preços mais atrativos e uma maior procura por veículos flex, com uma consequente demanda por investimentos em infraestrutura para produção de modelos híbridos para gasolina e etanol, gerando emprego e melhora na economia.

A partir de todos esses pontos, é possível afirmar que o RenovaBio potencializará o setor sucroenergético como um todo, visto que serão necessários investimentos e novos aportes para conclusão da meta, estipulada para os próximos 10 anos. Dessa forma, teremos um setor mais preparado e capaz de exportar uma tecnologia totalmente brasileira: a utilização de etanol para biocombustível ou etanol hidratado.

O setor sucroenergético é um aliado chave nessa empreitada, já que a meta nacional é atingir, nos próximos nove anos, a participação de 18% de biocombustíveis na matriz energética (etanol anidro, hidratado e biodiesel). Para a produção de etanol, isso significa acrescentar mais 20 bilhões de litros anuais, quase dobrando a produção nacional que atualmente é de cerca de 27 bilhões de litros por ano.

Mas um programa como o Renovabio não irá equalizar todos os desafios que temos pela frente para reduzir os efeitos das mudanças climáticas, nem promoverá a renovação total da matriz energética brasileira. Para isso, ainda é necessário um maior comprometimento de organizações e da sociedade, assim como o comprometimento do governo em investir em novas tecnologias e iniciativas que estimulem a produção de outras fontes renováveis.

Com o etanol brasileiro, por exemplo, o País tem condições de se tornar referência internacional em sustentabilidade e energias renováveis. Segundo dados da UNICA, a mistura de 27% de etanol na gasolina (E27) proporciona uma redução de 15% das emissões de CO<sub>2eq</sub> por km rodado em relação à gasolina pura. Se o E27 for usado em um veículo híbrido, a redução pode chegar a 35%.

Já é certo que a eficiência do nosso etanol é reconhecida internacionalmente. Na União Europeia, ele é considerado o biocombustível de primeira geração que mais reduz as emissões de GEE comparado ao combustível fóssil. No Japão, seu reconhecimento chega ao patamar de 50% de redução das emissões de GEE, sendo visto como o único a atender os parâmetros de redução do país asiático.

Nos EUA não é diferente. De acordo com a legislação americana, o nosso etanol tem status de combustível avançado, já que a redução das emissões de GEE supera a marca de 60%. Sua eficiência e reconhecimento é tamanha que já exportamos o produto para a Califórnia, estado que conta com as exigências mais restritivas no mundo quanto à emissão de GEE.

Mas além do etanol de primeira geração, o de segunda (E2G), que já é produzido pelo Brasil, pode ser considerado um dos principais exemplos de melhor eficiência e deverá contribuir para a melhoria de competitividade da produção. Também conhecido como etanol celulósico, é feito a partir de vários tipos de biomassa. No Brasil é produzido principalmente do bagaço e da palha de cana-de-açúcar. Suas vantagens são inúmeras, já que a partir da mesma cana é possível produzir essa variação, utilizando subprodutos que seriam descartados, diminuindo os rejeitos no meio ambiente. Além disso, suas emissões de gases do efeito estufa são 30% menores que o próprio etanol de primeira geração.

Outro diferencial do nosso portfólio de biocombustíveis é o biodiesel, que vem ganhando escala e chamando a atenção do mercado. Produzido a partir de óleos vegetais ou de gorduras animais, desde janeiro de 2008 passou a ser misturado obrigatoriamente ao diesel comum. No início, a adição de biodiesel era de 2% e hoje já ultrapassa os 10%.

Juntos, etanol e biodiesel fortalecem a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional e a imagem do Brasil como país que valoriza a diversidade de fontes energéticas. Segundo a ANP, cerca de 45% da energia e 18% dos combustíveis consumidos aqui já são renováveis. No resto do mundo, 86% da energia vêm de fontes energéticas não renováveis. Pioneiro mundial no uso de biocombustíveis, o Brasil alcançou uma posição almejada por muitos países que buscam desenvolver fontes renováveis de energia como alternativas estratégicas ao petróleo.

Recentemente, a própria ANP iniciou processo de consulta pública sobre a especificação de um novo biocombustível a ser comercializado em território nacional, o diesel verde. Uma outra opção de combustível renovável para motores a combustão a diesel, produzido a partir de

matérias-primas renováveis, como gorduras de origem vegetal e animal, cana-de-açúcar, álcool e biomassa.

A ideia é que o novo combustível seja adicionado ao diesel de origem fóssil. Com essa nova proposta, o Brasil caminha para reforçar ainda mais o programa Renovabio. Por outro lado, se a regulamentação do diesel verde for aprovada, também poderá impactar positivamente a produção e comercialização do bioquerosene de aviação.

Mesmo na vanguarda da produção de biocombustíveis, o Brasil ainda tem muito campo a ser explorado, tendo como seus aliados as vantagens climáticas de um país tropical, essencialmente agrícola e com um amplo território. Por isso, é hora de executar suas metas e explorar o que já temos de melhor.

---

## **SOBRE O AUTOR**



**Luis Henrique Guimarães** é CEO da Cosan desde março de 2020. Anteriormente, ocupou a posição de CEO da Raízen de abril/2016 a abril/2020 e CEO da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) de abril/2013 a dezembro/2015. Ocupou simultaneamente posição de Diretor de Relações com Investidores na Comgás de abril/2015 a dezembro/2015.

Ocupou também posição de Vice-Presidente Executivo de Vendas na Raízen por dois anos, como parte do grupo de transição que criou a empresa. Luis Henrique possui mais de 20 anos de experiência profissional, em sua maioria na Shell, ocupando posições no Brasil, EUA e Inglaterra. É graduado em estatística, com MBA em marketing pela Coppead - UFRJ.



# Janela de oportunidade do pré-sal

**Por Clarissa Lins**, sócia fundadora da Catavento Consultoria e *Senior Fellow* do Núcleo Energia do CEBRI, **Rafael Patrocínio**, ex-sócio da Catavento Consultoria, e **Guilherme Ferreira**, sócio da Catavento Consultoria

*Artigo escrito em março de 2020*

**A**s transições energéticas, que promovem mudanças na forma de produzir e consumir energia, são uma constante na história. Tais transformações contribuíram para moldar a evolução da sociedade, influenciando a capacidade humana de estabelecer relações complexas. Especialistas apontam para quatro principais transições ou ciclos, que foram impulsionados por questões tecnológicas, econômicas e sociais<sup>47</sup>.

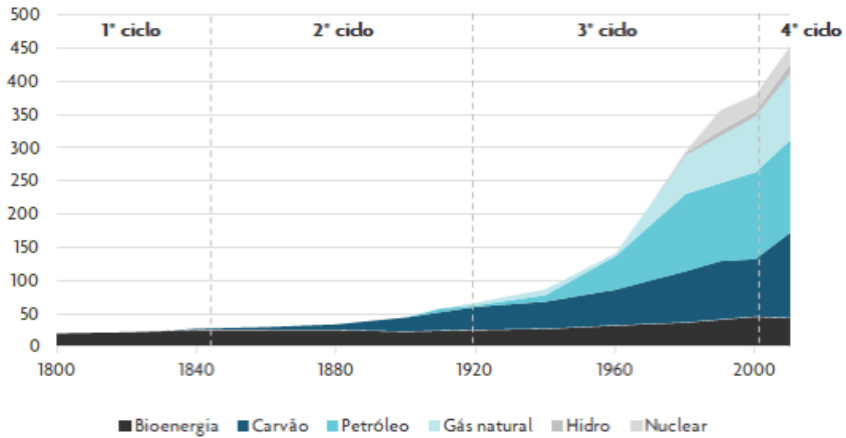
O primeiro ciclo, iniciado no século XIX, foi marcado pelo domínio da lenha e durou até a primeira revolução industrial. A utilização do carvão em larga escala para geração de eletricidade e calor deu origem ao segundo ciclo energético, ao final do século XIX. Entretanto, a partir da industrialização e invenção dos veículos a combustão interna, como o modelo Ford T em 1908, o carvão começou a perder espaço para o petróleo, dando origem ao terceiro ciclo energético, já no século XX<sup>48</sup>.

Durante este período, o petróleo consolidou-se como principal fonte na matriz energética global devido às suas características, notadamente alta densidade energética, facilidade para transporte e estocagem. Um fato interessante a ser observado é que os sucessivos ciclos nunca proporcionaram, efetivamente, uma substituição de combustíveis, mas sim estagnação, ou redução, no ritmo de crescimento de determinada fonte nos anos seguintes às transições.

47. Smil, Vaclav. Energy Transitions: History, Requirements, Prospect. 2010

48. Smil, Vaclav. Energy Transitions: History, Requirements, Prospect. 2010

Fig. 1. **Evolução da matriz energética (EJ)**



Fonte: Adaptado de Smil, Vaclav. Energy Transitions: History, Requirements, Prospect. 2010

A transição para o quarto e último ciclo ocorre atualmente e está sendo impulsionada pela necessidade de descarbonização. Diferentemente das transições anteriores, a atual implica menor consumo absoluto das fontes dominantes – energia fóssil. Neste contexto, a transição em curso resulta de novos hábitos de consumo, políticas públicas e avanços tecnológicos, desafiando o domínio do petróleo na matriz energética global.

Dados de 2015 mostram que o uso de energia foi responsável por 74%<sup>49</sup> das emissões de gases de efeito estufa (GEE) globais. Este protagonismo nas emissões coloca a indústria de energia no centro das discussões climáticas. Diante dos compromissos assumidos na COP 21 em Paris, para limitar o aumento da temperatura global em até 2°C em relação aos níveis pré-industriais, a descarbonização do setor é uma condição essencial. Aponta-se, inclusive, que as negociações de clima hoje ocorrem, na realidade, em torno da produção e do uso de energia.

Neste cenário, o avanço das fontes de energia renováveis e a eletrificação surgem como alternativa para a oferta de fontes fósseis. De acordo com cenário da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), alinhado aos compromissos acordados em Paris, a demanda por petróleo cresce 0,4% a.a. de 2018 a 2040<sup>50</sup>. Se comparado ao cresci-

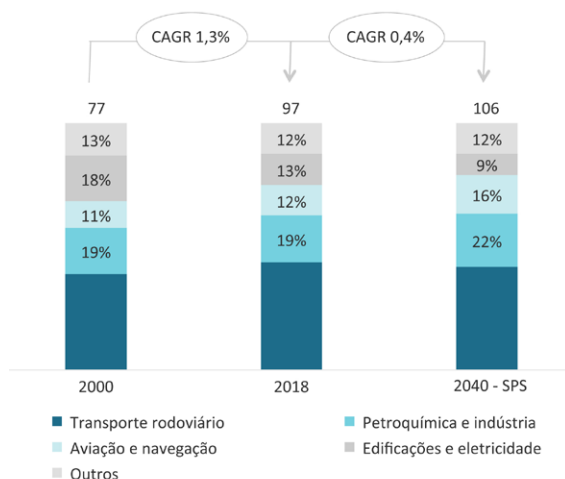
49. IEA. CO2 emissions from fuel combustion. 2017

50. IEA. World Energy Outlook. 2019

mento de 1,3% a.a. de 2000 a 2018<sup>51</sup>, não há dúvidas que a competição para a oferta de petróleo será cada vez maior.

Como principal vetor de arrefecimento da demanda por petróleo, pode-se destacar o transporte rodoviário (CAGR de 0,2% de 2018 a 2040)<sup>52</sup>. Incertezas tecnológicas quanto ao padrão de descarbonização de setores como aviação, navegação, indústria energointensiva e petroquímica indicam, todavia, que ainda haverá espaço para o petróleo na matriz energética global<sup>53</sup>, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

Fig. 2. **Demanda de petróleo por setor** (Mb/d)



Fonte: IEA. World Energy Outlook. 2019. SPS – Stated Policies Scenario, World Energy Outlook, IEA

Ainda assim, o cenário da IEA aponta para um pico na demanda por petróleo em 2040, ao passo que outras projeções sinalizam para tal pico entre 2025 e 2050<sup>54</sup>. Tais perspectivas, portanto, implicam um senso de urgência para o desenvolvimento das reservas de petróleo mais competitivas.

Tendo em vista o contexto descrito acima, é evidente que países com reservas abundantes e ambiente regulatório atrativo devem alavancar as oportunidades de seu aproveitamento. As próximas décadas parecem indicar, de fato, a última janela de oportunidade para o setor de petróleo.

51. IEA. World Energy Outlook. 2019

52. IEA. World Energy Outlook. 2019

53. JP MORGAN. Mountains and molehills: Achievements and Distractions on the Road to Decarbonization. 2019

54. Oxford Institute for Energy Studies. Peak oil demand and long-run oil prices. 2018

O caso do Brasil chama atenção. O país é, atualmente, o 10º maior produtor do mundo, posição alcançada pelo expressivo desenvolvimento da indústria nos últimos anos. Desde a abertura do setor, a produção no país passou de 1,2 milhão de barris por dia para 2,8 milhões de barris por dia<sup>55</sup>, o que corresponde a um crescimento de 4,4% a.a<sup>56</sup>.

Os avanços tecnológicos que viabilizaram a descoberta do pré-sal, em 2007, aliados às melhorias propiciadas no ambiente regulatório desde 2016, posicionaram o país como uma das regiões mais atrativas para exploração e produção de petróleo. Em 2014, o pré-sal correspondia a 17% da produção nacional, ao passo que atingiu 63% do montante total em 2019<sup>57</sup>. Durante o mesmo período, os leilões de partilha e concessão arrecadaram conjuntamente mais de R\$ 41 bilhões por meio dos bônus de assinatura. Destaca-se também o valor arrecadado no leilão de excedente da cessão onerosa, realizado em 2019, de aproximadamente R\$ 70 bilhões.

Estimativa da IEA aponta para uma produção de petróleo brasileira de 4,7 milhões de barris por dia em 2040, representando 25% do aumento da oferta global no mesmo período, atrás apenas dos EUA que contribuiria com expressivos 53%<sup>58</sup> do acréscimo total. A vocação para a produção de óleo e gás no Brasil é inquestionável, notadamente nas bacias ultra profundas do nosso *offshore*, graças a uma geologia privilegiada.

Entretanto, as pressões crescentes advindas de políticas públicas, investidores e sociedade de uma forma geral em prol de uma economia de baixo carbono evidenciam que o momento de explorar tais reservas é imediato, sob pena de elas serem consideradas *stranded assets*.

A comparação do preço de *breakeven* da produção de petróleo entre diferentes regiões pode ser utilizada para medir a vulnerabilidade a preços mais baixos, deixando claro (vide gráfico abaixo) o nível de competitividade do pré-sal. Ademais, dados recentes mostram que, além de ter custo competitivo, o pré-sal brasileiro também é carbono eficiente<sup>59</sup>. Desta forma, o Brasil consegue posicionar-se de maneira diferenciada em um mercado ainda sedento pela densidade energética que o óleo proporciona, mas ciente de sua inequívoca responsabilidade quanto à redução das emissões de GEE.

---

55. ANP. Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>

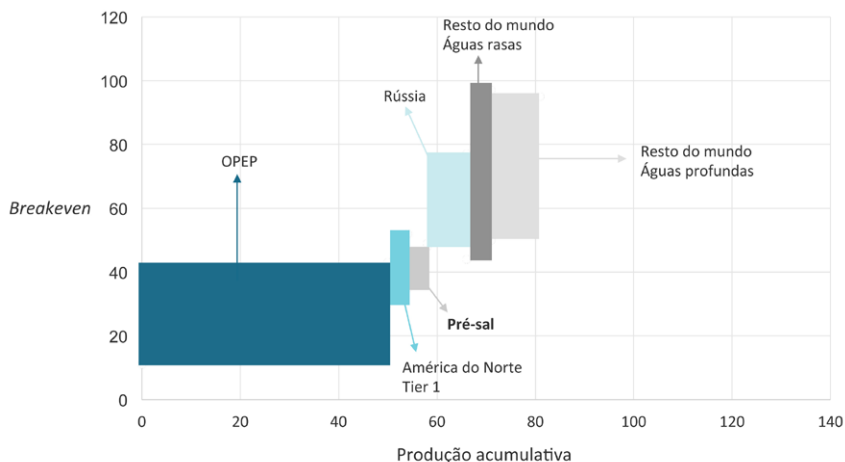
56. IEA. World Energy Outlook. 2019

57. IBP. Evolução da produção de petróleo e gás natural no pré sal. 2019. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-nacional-de-og-e-pre-sal/>

58. IEA. World Energy Outlook. 2019

59. Petrobras. Petrobras Day 2019 – Londres. 2019

**Fig. 3. Competitividade da produção de petróleo**  
*Breakeven (US\$/bbl) x produção acumulativa (mmbd)*



Fonte: Petrobras. Investor Day Londres. 2018

Os desafios impostos ao futuro da energia são marcados pela necessidade, de um lado, de responder de forma coerente e consistente às pressões climáticas e, de outro, de lidar com a competitividade crescente de renováveis e eletrificação. Se a escassez de petróleo assustava os analistas no século XX, hoje discute-se a data de pico na demanda<sup>60</sup>. Os cenários globais mostram uma redução na participação de petróleo na matriz energética global, de 34% em 2018 para 28% em 2040<sup>61</sup>. Diante disso, é imprescindível transformar nossas reservas do pré-sal em riqueza para o país, contando com ambiente competitivo, previsível e seguro. Não há dúvidas de que o contexto de negócios é cada vez mais desafiador e que não há tempo a perder.

60. Oxford Institute for Energy Studies. Peak oil demand and long-run oil prices. 2018

61. IEA. World Energy Outlook. 2019

---

## REFERÊNCIAS

- 1) ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019*. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuário-estatístico/5237-anuário-estatístico-2019>
- 2) Financial Stability Board. *TCFD 2019 Status Report*. 2019
- 3) IBP. *Evolução da produção de petróleo e gás natural no pré sal*. 2019. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-nacional-de-og-e-pre-sal/>
- 4) IEA. *CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion*. 2017
- 5) IEA. *World Energy Outlook*. 2019
- 6) JP Morgan. *Mountains and molehills: Achievements and Distractions on the Road to Decarbonization*. 2019
- 7) Oxford Institute for Energy Studies. *Peak oil demand and long-run oil prices*. 2018
- 8) Petrobras. *Petrobras Day 2019 – Londres*. 2019
- 9) SMIL, Vaclav. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospect*. 2010

---

## SOBRE OS AUTORES



**Clarissa Lins** é sócia fundadora da Catavento Consultoria, fundada em 2013, e *Senior Fellow* do CEBRI para o Núcleo Energia (julho/2017). Clarissa é Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP (novembro/2019), onde também ocupou posição de Diretora Executiva (2016-2019). Ainda, é membro do Comitê de Sustentabilidade da Suzano (agosto/2019) e do *Global Future Council on the Future of Energy* do World Economic Forum (setembro/2018).

Foi membro do Conselho de Administração da Petrobras (maio/2018 a dezembro/2019), membro independente do Comitê de Sustentabilidade do Conselho de Administração da Vale (maio/2017 a 2019) e Diretora Executiva da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (2004-2013). Trabalhou no setor público por diversos anos, no Ministério da Fazenda (1993-94), no BNDES como assessora especial da Presidência (1995-99) e na Petrobras, como assessora especial da Presidência e gerente executiva de Estratégia Corporativa (1999-2002).

Clarissa Lins é economista formada pela PUC-Rio, com mestrado em economia pela mesma universidade.



**Rafael Patrocínio** foi sócio da Catavento Consultoria de janeiro/2018 a fevereiro/2020. Sua área de atuação teve como foco a análise de tendências e perspectivas setoriais com ênfase em transição energética, desafios do setor de infraestrutura, impacto das mudanças climáticas e políticas energéticas nacionais. Rafael é coautor dos *policy papers* “O setor de infraestrutura em 2022” (agosto/2018) e “Transição energética no setor marítimo” (agosto/2019). Anteriormente, trabalhou na área de equipamentos mecânicos para projetos de infraestrutura na Promon Engenharia como estagiário (janeiro/2016 a fevereiro/2017).

É mestre em Finanças Corporativas pelo COPPEAD (agosto/2017 a outubro/2019) e engenheiro mecânico formado pela PUC-Rio (2017).



**Guilherme Ferreira** é sócio da Catavento Consultoria, desde janeiro/2018. Sua área de atuação tem como foco o mapeamento e identificação de tendências e seus respectivos riscos e oportunidades para a estratégia corporativa, com ênfase em mudanças climáticas, mobilidade urbana e transição energética. Guilherme é coautor de diferentes estudos, entre eles “*Belt and Road Initiative*: Oportunidades e aprendizados para investimentos em infraestrutura e energia no Brasil” (2019), “Revolução elétrica: um cenário possível para o Brasil?” (2019), “O setor energético em 2022” (2018) e “Novas tecnologias e digitalização do setor energético” (2018).

Guilherme é pós-graduando em Gestão de Negócios pela Fundação Dom Cabral – RJ (janeiro/2019 a julho/2020) e engenheiro de produção formado pela PUC-Rio (2018), com certificado de domínio adicional em empreendedorismo pela mesma universidade.

# 7 Como garantir maior competitividade ao setor de E&P de Petróleo e Gás brasileiro?

**Por Renata Isfer**, ex-Secretária de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia<sup>62</sup>, e **Rafael Bastos**, Diretor do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia

*Artigo escrito em abril de 2020*

**O** Brasil conta hoje com 123 empresas contratadas (ANP, 2020) para exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, pertencentes a 97 diferentes grupos. É número tímido quando comparado a mercados mais desenvolvidos como o dos Estados Unidos, com mais de 9 mil agentes independentes (IPAA, 2020).

Tais diferenças não podem ser explicadas pelas condições naturais do nosso subsolo. Pelo contrário, o Brasil possui uma diversidade ímpar de ambientes sedimentares propícios à geração e acumulação de hidrocarbonetos. Trataremos das medidas necessárias para a atração de investimentos considerando as especificidades de cada um desses ambientes.

Bacias maduras contam com um considerável acervo de dados geológicos e geofísicos, que contam com campos em produção continuada por algumas décadas e estão em pleno declínio de sua curva de produção. Para essas bacias, deve-se buscar o máximo aproveitamento dos recursos já descobertos através do aumento do fator de recuperação dos reservatórios. A expectativa para o fator de recuperação médio

62. Renata Isfer escreveu o artigo como Secretária de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia, posição que ocupou de outubro/2019 até abril/2020



desses campos no Brasil é de 24% (ANP, 2017), sendo que o mesmo índice no mundo é algo em torno de 35% (Eni, 2012). Para cada ponto percentual de aumento de fator de recuperação podemos adicionar cerca de 160 milhões de barris de petróleo às reservas nacionais.

Ocorre que 88% da produção nas bacias maduras aconteceu sob operação da Petrobras (ANP, 2020). Não obstante, os objetivos estratégicos e esforços financeiros da estatal voltaram-se para a exploração e produção em águas profundas, em especial no pré-sal brasileiro. Por essa razão, a Petrobras iniciou em 2016 um grande projeto de cessão de concessões de produção terrestre.

Essa iniciativa foi impulsionada por medidas regulatórias do Ministério de Minas e Energia - MME, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, que determinaram regras para a devolução ou cessão de campos terrestres com investimentos considerados insuficientes. O plano de desinvestimentos está permitindo que uma gama de novas empresas de pequeno e médio porte passem a operar tais ativos e traz a expectativa de implementação de sistemas de gerenciamento dos reservatórios em escala adequada, com a redução de custos e aplicação de técnicas avançadas de recuperação de hidrocarbonetos (EOR).

Esse fato isoladamente deverá ser responsável pelo aumento da diversificação e competitividade de empresas produtoras no *onshore* brasileiro, bem como pelo aumento da oferta de fornecedores de bens e serviços. Entretanto, iniciativas adicionais são essenciais para o sucesso desse modelo de diversificação.

Dentre elas, podemos citar a necessidade de acesso às refinarias e a venda do óleo em condições justas de mercado. Nesse sentido, vale mencionar que a Petrobras está realizando a venda de 8 refinarias no país, o que aumentará a competitividade no setor de refino. Além disso, é indispensável a criação de incentivos regulatórios para a construção de pequenas e médias refinarias, e para se garantir que eventual agente dominante ofereça preços competitivos para a aquisição da produção de óleo e gás.

Outra medida para a diversidade de atores no *onshore* é a redução de *royalties* sobre a produção, hoje fixado em 10% para a quase totalidade dos campos produtores do Brasil. Ao se atingir os últimos estágios da produção, a própria incidência dessa participação governamental pode inviabilizar a continuidade das atividades. Por outro lado, a redução deste percentual até o limite legal de 5% pode acarretar o aproveitamento máximo dos recursos petrolíferos, aumentando a vida útil do

campo e mantendo o pagamento dos tributos e participações governamentais por mais tempo.

Passamos agora às bacias de fronteira exploratória, que não possuem quantidade de dados geológicos e geofísicos suficientes para se fazer uma avaliação confiável do seu potencial para descobertas de acumulações de petróleo e gás. Além das Bacias de Campos e Santos, o *offshore* brasileiro possui imensa capacidade a ser explorada. Basta ver as recentes descobertas em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas e de campos gigantes na costa da Guiana e Suriname, que indicam um potencial semelhante nas bacias da margem equatorial brasileira.

Entretanto, apesar da grande aptidão para geração de receitas e criação de empregos, a sua efetiva exploração depende da superação de dificuldades com relação ao licenciamento ambiental. Citamos como exemplo o fato de que não houve licenciamento de nenhum poço nos blocos da 11ª Rodada de Concessão, realizada em 2013.

Para que os principais *players* da indústria voltem a se interessar pelas oportunidades oferecidas nessas áreas, é fundamental a adoção de medidas que busquem a previsibilidade no processo de licenciamento, tais como a elaboração de diretrizes para tomada de decisões, incluindo a definição prévia de estudos dos principais impactos e medidas mitigadoras, e a elaboração de procedimentos específicos, visando o suporte ao planejamento setorial e de ofertas de blocos.

Além disso, seria salutar que a reforma tributária promovesse a simplificação da tributação e focasse em impostos sobre o lucro e não sobre o faturamento. A atual sistemática da legislação brasileira impõe o pagamento de tributos de forma concentrada na fase de exploração, o que acaba contribuindo para que muitas áreas com grande potencial não sejam economicamente viáveis. Se a mesma carga tributária fosse transferida para a fase de produção, poderíamos ter mais projetos nas bacias brasileiras.

Passo adiante, trataremos das bacias de fronteira exploratória terrestres. O Brasil conta com imensas áreas sedimentares terrestres pouco ou quase nada exploradas. As Bacias do Paraná, Solimões, Amazonas e Parnaíba somam quase 3 milhões de km<sup>2</sup> de área sedimentar e apenas 908 poços perfurados (ANP, 2020).

A carência de dados exploratórios pode ser mitigada através de investimentos governamentais com a aquisição de dados regionais que permitam às empresas interessadas ter conhecimentos mínimos sobre o arcabouço geológico e a identificação de eventuais sistemas petrolíferos. Outra possível fonte financeira para aplicação em aquisição de dados

são os recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – PD&I, valor correspondente a aproximadamente R\$ 2 bilhões por ano, atualmente.

Alternativamente, poderia ser realizada uma alteração legal para adotar as mesmas regras do Direito Minerário. Nesse sistema, o governo federal primeiramente concederia um alvará de pesquisa para uma empresa interessada na fase de exploração e, caso seja declarada a comercialidade do campo, a mesma empresa receberia o direito de produção. Com isso, há mais incentivo para que um player realize estudos e investimentos em determinada área, já que ele terá a certeza do direito a produzir eventual quantidade de óleo e gás que descobrir.

Outro entrave para investimentos em muitas dessas áreas é a sua localização, distante de centros consumidores e com dificuldades logísticas e de monetização. Especialmente com relação ao gás natural, o desenvolvimento de um mercado líquido e competitivo, que incentive a construção de infraestrutura de escoamento e transporte, e a integração com o setor de energia elétrica são fundamentais para o aumento da atratividade desses campos.

Iniciativa adicional diz respeito a melhorias no modelo exploratório dos editais de licitação. A solução possível passa por licitar blocos muito maiores, ou até mesmo setores inteiros, que permitam ao concessionário a realização de levantamento de dados básicos regionais, com a devolução parcial de áreas conforme a evolução dos estudos.

Finalmente, com relação às bacias do polígono do pré-sal, deve-se avaliar a pertinência do regime de partilha de produção. Passados dez anos da publicação da Lei 12.351 e realizadas 7 rodadas de licitação, esse modelo se mostra desgastado. É consenso entre os geocientistas de que não existem mais oportunidades dentro do polígono que agreguem o binômio baixo risco geológico e alto potencial de produção, premissas que foram utilizadas à época para a mudança do marco legal.

Por outro lado, para as áreas ainda não contratadas, resta um considerável potencial para exploração dos horizontes do pós-sal, caracterizado por volumes mais modestos e risco exploratório consideravelmente mais alto do que o pré-sal.

A escolha do regime, concessão ou partilha, deve se dar racionalmente em função da possibilidade de se antever ou não o montante a ser arrecadado pelo estado em cada área, a depender de seu potencial petrolífero e risco geológico. Quando o risco geológico é elevado, torna-se difícil estabelecer um percentual adequado de partilha, seja pela União, seja pelos agentes de mercado.

Deve-se considerar, ainda, que a operacionalização do contrato de partilha resulta em maior complexidade e maior custo devido à necessidade de aprovação dos gastos incorridos. Outros aspectos considerados como negativos referem-se ao direito de preferência da Petrobras e a participação obrigatória da PPSA no consórcio e comitê operacional, com 50% dos votos e poder de veto, sem assumir qualquer risco relacionado à execução dos contratos.

Portanto, o aumento da competitividade no polígono do pré-sal depende da flexibilização do regime de partilha de produção, permitindo que áreas de maior risco exploratório sejam licitadas sob regime de concessão.

---

## SOBRE OS AUTORES



**Renata Isfer** foi Secretária de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia – MME de outubro/2019 até maio/2020. Foi também Consultora Jurídica do MME de 2016 a 2019. Participou ativamente da criação das políticas públicas que possibilitaram a recuperação do setor de gás, petróleo, energia elétrica e mineração, além de ter coordenado o projeto de realização do Mega Leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa.

Tem experiência de 12 anos como Procuradora Federal na Advocacia-Geral da União. Formada em Direito pela Faculdade de Direito de Curitiba, com especialização em Direito Tributário pela mesma instituição. Mestranda em Direito, Políticas Públicas e Desenvolvimento Econômico pela Uniceub, com participação em curso de extensão na Harvard Kennedy School sobre liderança feminina. Cocriadora do Projeto “Sim, elas existem”.



**Rafael Bastos da Silva** é geólogo, formado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e mestre em geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Como servidor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), desde 2005, atuou principalmente nas áreas de exploração e produção da agência, tendo ocupado os cargos de Superintendente de Exploração, Assessor de Desenvolvimento e Produção e Assessor de Diretoria. Desde janeiro de 2020, atua como diretor do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia.

# Oportunidades para a cadeia de suprimentos da Indústria de Óleo e Gás brasileira

Por **José Firmo**, CEO da Porto do Açú (PdA)

*Artigo escrito em abril de 2020*

## Conclusão

**S**empre me deparo, tentando ler alguns artigos, começando pela conclusão na intenção de encontrar diretamente as repostas para as perguntas quase sempre enumeradas no título. Desta forma, aqui vão minhas conclusões.

A cadeia de fornecedores começava a se movimentar, no final de 2019, para uma nova onda de atividade exploratória que já havia começado no Brasil e que tinha, e ainda tem, o potencial de ser celebrada como a melhor fase da indústria de bens e serviços desde o colapso de 2014.

Conhecemos bem esta equação: ... uma vez comprovada a economicidade das reservas nos blocos licitados desde 2016 durante a “reabertura da indústria”, uma nova onda de projetos do desenvolvimento da produção irá se formar. Cada projeto de desenvolvimento em águas ultra profundas requer investimentos de cerca de US\$ 4 a 5 bilhões, sendo que aproximadamente 75% deste valor flui para a linha de receitas das empresas da cadeia de bens e serviços de forma a alimentar seus tão mal nutridos balanços patrimoniais criando, como consequência, empregos, impostos e desenvolvimento socioeconômico nas regiões onde se localizam estas operações.

O setor de O&G brasileiro teve seu momento mais pujante demarcado pelas estatísticas de dezembro de 2012, quando se contabilizava

71 *floating rigs* operando em águas brasileiras, quase 1.000 poços perfurados em terra, mais de 200 poços perfurados no mar. Nesta época, contávamos com atividade de exploração e de desenvolvimento da produção em terra, águas rasas, águas profundas pós-sal e águas profundas e ultra profundas do pré-sal. Naquele momento, alimentado por 12 anos de abertura de mercado da indústria desde o marco regulatório de 1999 que quebrou o monopólio da Petrobras no E&P, nosso setor investia a inacreditável marca de US\$ 33 bilhões por ano apenas no *upstream*.

Em comparação com estes tempos de bonança, no biênio de 2018/19 após o desastroso hiato de rodadas de licitação e de inúmeros equívocos regulatórios, o setor amargava o pior nível de atividade na cadeia de suprimentos chegando a números inferiores a 15 *floating rigs* operando e quase nenhuma atividade de perfuração em terra, salvo as operações de grande sucesso da Eneva que mantiveram duas sondas operando ininterruptamente na Bacia do Maranhão.

Entretanto, nos últimos 3 anos, as licitações de blocos exploratórios atraíram mais de US\$ 10 bilhões, o que corresponde a mais de 75% de todo o volume de capital que as petroleiras investiram em áreas exploratórias no mundo. Isto significa que, após a retirada da obrigatoriedade da Petrobras de ser a única operadora no pré-sal e os avanços regulatórios implementados, uma nova fase de atividade do setor de O&G já está contratada e em andamento.

Até o mês de março, eu poderia parar meus argumentos aqui. Porém, no fechamento deste primeiro trimestre de 2020, a pandemia da Covid-19 e seus efeitos humanitários, sociais e econômicos colocaram todos estes planos *sub judice*.

A amplitude desta nova onda de atividade assim como o *timing* serão definidos pelo apetite de investimento que as grandes empresas demonstrarão após a nuvem de confusão causada pelo vírus e pela histórica queda na demanda ocorrida nos últimos 3 meses.

Vivemos uma revoada de *black swans* que tem o potencial transformador para nossa indústria. Seremos capazes de desenvolver a tempo nosso *antifragility*?<sup>63</sup>

---

63. "Antifragility is a property of systems that increase in capability to thrive as a result of stress, shocks, volatility, noise, mistakes, faults, attacks, or failures", Nassim Nicholas Taleb

## **Agora sim posso começar o artigo em uma forma mais tradicional...**

A indústria de óleo e gás (O&G) se faz presente em quase todas as atividades diárias e na vida de todos os habitantes do planeta que desfrutam a vida moderna e tecnológica. Porém, apesar de estar tão próxima de nós, de uma forma geral, esta talvez seja também uma das indústrias mais desconhecidas e mais afetadas por lendas e dogmas ideológicos que dificultam sua boa compreensão.

Desta forma, talvez seja mais prudente nos atermos a uma melhor definição dos atores antes de entrarmos diretamente no mérito das oportunidades.

A primeira grande divisão a ser feita para melhorar o entendimento desta questão está em definir as três grandes cadeias primárias desta indústria: o *upstream* que envolve todas as atividades de exploração, desenvolvimento da produção, produção e descomissionamento dos projetos; o *midstream*, responsável principalmente pela infraestrutura de oleodutos e gasodutos e do transporte da produção; e o *downstream*, caracterizado pelas refinarias e a distribuição/comercialização dos produtos finais (i.e. diesel, gasolina, etc...).

Todo o conteúdo discutido abaixo se refere em específico à cadeia do *upstream* de O&G que tem por composição básica os seguintes principais atores:

- Os *resource holders* que detêm os direitos de subsolo e de suas riquezas minerais. Em quase todo o mundo, o *resource holder* é o próprio país onde os campos petrolíferos então localizados. Desta forma, o governo fica com a responsabilidade de definir o modelo de exploração, as políticas de restrição ou abertura do mercado de O&G e a velocidade (medida em décadas) em que as reservas serão convertidas em produção e, conseqüentemente, riqueza para a população. Nos EUA, como uma exceção, os direitos do subsolo são do dono da terra, isto é, o direito de propriedade se estende verticalmente e permite ao proprietário desta o controle de qualquer atividade de extração mineral ou produção de hidrocarbonetos (O&G).
- Os operadores, ou comumente chamados no Brasil de as petroleiras. Estas são as empresas que adquirem os lotes ou blocos exploratórios e os direitos de exploração e produção através de um contrato de concessão ou partilha com tempo definido (geralmente 25 a 30 anos). Este grupo caracteriza-se principalmente pela especialização da gestão dos altíssimos riscos exploratórios e no desenvolvimento

da ciência do conhecimento e gestão dos reservatórios de O&G. Esta atividade requer investimentos de longo prazo, quase sempre na casa dos bilhões de dólares, associados aos altos riscos da exploração e da produção. O investimento aqui se assemelha ao da infraestrutura em volume e prazo, mas sem a garantia de retorno normalmente associada aos projetos do segmento industrial de infraestrutura.

- A cadeia de suprimentos ou *supply chain* comumente chamados de fornecedores. Este grupo de empresas se faz presente em todos os outros seguimentos industriais, porém no O&G sua participação vai muito além da simples atividade de entregar bens e serviços requeridos pelas operadoras. A cadeia de fornecedores de O&G tem sua origem e seu principal pilar de responsabilidade no desenvolvimento tecnológico que permitiu à indústria conquistar desde seus primeiros e simplórios passos na exploração dos campos *onshore* em poços de 150m de profundidade e investimentos na ordem de milhares de dólares até a revolução tecnológica necessária para encontrar, explorar e produzir O&G em poços a 300km mar a dentro, com mais de 3.000m de lâmina d'água, profundidades finais acima de 5.000m, e investimentos de dezenas de bilhões de dólares.

Uma importante segmentação da cadeia de suprimentos se faz necessária para uma melhor discussão das oportunidades deste setor. A cadeia de suprimentos se divide fundamentalmente em 3 grandes grupos:

- Sísmica e construção de poços consiste em um grupo de empresas que, em parceria com as operadoras e após a aquisição dos blocos exploratórios, permite definir o programa exploratório, constrói e testa os poços necessários para avaliação da economicidade dos projetos, participa da definição detalhada do programa de desenvolvimento da produção (caso comprovada a economicidade do projeto) e constrói os poços de desenvolvimento. Como exemplo, em um projeto típico de um campo do pré-sal brasileiro esta fase tem um investimento da ordem de US\$ 1,5 bilhão.
- Infraestrutura de *subsea* e escoamento consiste de um grupo de empresas que, após definidos os parâmetros de produção (i.e. tipo de petróleo, características do gás, pressão e temperatura do reservatório, etc...), faz a engenharia, a construção e a instalação de toda a infraestrutura que fica localizada entre a linha da superfície da água e o fundo do mar, necessária para a segurança, controle e escoamento da produção que vem de cada poço até a facilidade de produção de superfície (*topside*). Como exemplo, em um projeto típico do pré-sal brasileiro, esta fase também tem um investimento da ordem de US\$ 1,5 bilhão.



- Facilidades de produção (*topside*) consiste de um grupo de empresas de EPCI (*engineering, procurement, construction, installation*) que são responsáveis pela instalação, e nos casos de afretamento de operação, das facilidades de produção que podem ser fixas (apoiadas no fundo marinho) ou flutuantes em laminas de água mais profundas. Os sistemas de produção mais conhecidos nos projetos brasileiros são os navios chamados de FPSO – *floating production storage and offloading vessels*. Como exemplo, em um projeto típico do pré-sal brasileiro, esta fase tem um investimento da ordem de US\$ 2 bilhões.

Uma vez bem definidos os atores e componentes desta complexa cadeia do *upstream* petrolífero, podemos então descrever como o Brasil se insere neste ambiente de competição global de recursos.

A cadeia de suprimentos brasileiro se desenvolveu originalmente no *onshore* com o início da exploração no nordeste brasileiro, mais especificamente na Bahia no campo de Candeias, antes mesmo da criação da Petrobras. Porém, foi a Petrobras e sua inequívoca capacidade de se aventurar e conquistar o *deep water* que definiu o desenvolvimento de fornecedores e conseqüentemente das tecnologias que hoje descrevem o ambiente por aqui.

Com o desenvolvimento massivo do *offshore* na Bacia de Campos, o Brasil rapidamente se transformou em um centro de excelência de *subsea*. O desenvolvimento de tecnologias capazes de permitir a exploração e instalação de sistemas de produção em lâminas d'água de 1.000 e em seguida 2.000 e 3.000 metros foram conquistas de parcerias tecnológicas entre a Petrobras e seus fornecedores, combinado com todos os investimentos internacionais de PDI (pesquisa, desenvolvimento e inovação) da cadeia global de *subsea*.

Este setor já desfrutou de volumes e *backlogs* de centenas de equipamentos (i.e. ANM – árvore de natal molhada, *subsea manifolds, flexible production lines*, etc.) e hoje tem suas fábricas em compasso de espera para o reinício de numerosos projetos de desenvolvimento da produção.

Em resumo, o Brasil produz tecnologia de ponta e tem instalado um dos maiores e mais competitivos *clusters* de *subsea* do mundo, exportando equipamentos para vários projetos internacionais. Neste segmento, nossa indústria local está absolutamente preparada para o aumento de atividade em curso.

No segmento de construção de poços se concentram grandes empresas de serviço que, apesar de também produzirem equipamentos,

concentram suas atividades no desenvolvimento de tecnologias, treinamento e capacitação de mão de obra altamente certificada para a operação de complexas atividades de serviço como sísmica, perfuração e completação de poços. Aqui há os maiores números de empregos e, também, o maior impacto no desenvolvimento socioeconômico de regiões como o norte fluminense no Estado do Rio de Janeiro.

Segundo um estudo da UFRJ, são criados aproximadamente 26 mil empregos diretos e indiretos para cada US\$ 1 bilhão investidos em Capex de E&P. Assim, no período de investimentos totais de US\$ 33 bilhões anuais, a geração de empregos chegou a mais de 800 mil, majoritariamente localizados no Estado do Rio de Janeiro. No início do desenvolvimento da indústria, Macaé recebia uma avalanche de estrangeiros que eram necessários para a implementação dos projetos. Durante a alta atividade dos anos 2013/2014, estimativas da ABESPETRO indicavam uma total reversão deste quadro, com 94% dos empregos preenchidos por especialistas brasileiros.

Neste segmento, o desinvestimento e as demissões que ocorreram nos últimos anos impõem um desafio ainda pouco discutido no setor. O fato é que todas as empresas hoje têm recursos humanos, máquinas e equipamentos reduzidos a uma fração do que havia disponível em 2012. Em média, os quadros de funcionários foram reduzidos a 1/3 dos níveis daquela época e todos os equipamentos que tiveram a oportunidade de exportação seguiram para outros projetos no mundo.

Considerando que teremos um aumento material de atividade quando várias empresas entrarem na fase de desenvolvimento da produção quase ao mesmo tempo, certamente teremos uma escassez de mão obra qualificada e de equipamentos que implicará aumento de riscos e de custos operacionais. Neste segmento, teremos muitos desafios para atrair, desenvolver e reter os talentos necessários para o aumento de atividade em curso.

Finalmente, o seguimento de construção de plataformas de produção que inicialmente foi desenvolvido pela motivação da Petrobras em trazer ao Brasil a capacidade de engenharia e construção de plataformas fixas de produção para as águas rasas do Nordeste e na Bacia de campos. À medida que a Petrobras conquistava todos os recordes mundiais em águas profundas, surgia então a necessidade de soluções flutuantes e, uma vez mais, através de sua impressionante capacidade de pesquisa e seu corpo técnico, a empresa criou inovações como o navio PP de Moraes. A formalização internacional do termo FPSO é de 1992, mas, bem antes disso, com o nome de PP-Moraes, ela já produzia, armazenava e transferia petróleo nas décadas de 80 e 90, quando tive a

oportunidade de pousar lá várias vezes durante minhas aventuras com engenheiro de perfilagem da Schlumberger.

Hoje o Brasil tem quase toda sua produção diária de petróleo em águas profundas e conseqüentemente proveniente de FPSOs. No futuro, ao desenvolver o pré-sal, o Brasil seguirá sendo o mais importante e maior mercado de novos FPSOs no mundo, atraindo todos da cadeia de fornecimento para este setor. Segundo estimativas de diversos especialistas, mais de 50% de todos os FPSOs que serão contratados na próxima década virão para o mercado brasileiro. Experiências fracassadas e exageros no requerimento de percentuais de competitividade inexequíveis de conteúdo local já destruíram bilhões de dólares e causaram danos irreparáveis em todos os elos desta cadeia. A indústria apoia o fato que o Brasil deve continuar buscando maximizar o uso de suas capacidades de engenharia, construção e integração destas plataformas, porém sempre na direção da competitividade global e economicidade dos projetos. Já aprendemos a duras penas que 100% de zero projetos significa paralização das atividades e catastrófica destruição de valor econômico.

Finalmente, durante toda a existência da indústria de óleo e gás, os fornecedores de bens e serviços investiram sistematicamente bilhões de dólares anuais em tecnologia, inovação e formação de capital humano de altíssima especialização. Durante muitas décadas, isto permitiu a indústria conquistar desafios técnicos, encontrar e produzir petróleo e gás em condições extremas, baixar custos e alimentar o planeta de energia.

Na última década, as operadoras conseguiram transformar o ambiente de negócios e uma simples observação dos balanços patrimoniais das maiores empresas do setor de bens e serviços demonstra não somente a fragilidade de todo o setor, mas também a redução quase total de sua capacidade de investimento.

Somente os próximos anos poderão demonstrar o efeito desta massiva redução do investimento em tecnologia e formação de capital no setor de bens e serviços, justamente quando o enfraquecimento da OPEP, as fontes alternativas de energia, a Covid-19 e o maior choque de demanda de nossa história se encontraram para nos desafiar...

---

## **SOBRE O AUTOR**



**José Firmo** é CEO da Porto do Açú (PdA), empresa subsidiária da Prumo Logística. Com longa experiência no setor de O&G, ocupou posição de Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) (março/2018 a novembro/2019).

Atuou nos últimos anos na Seadrill, inicialmente como presidente para o Brasil e depois como vice-presidente para o Hemisfério Ocidental. Além disso, Firmo atuou por mais de 20 anos na Schlumberger, onde esteve em diversas posições, entre elas como responsável pelas operações da empresa no Brasil e na América Latina.

José Firmo tem MBA em Administração de Empresas pela Rotterdam School of Management da Universidade Erasmus (Holanda).

# Novo mercado de gás natural: perspectivas para um mercado mais competitivo

Por **Luiz Costamilan**, Secretário Executivo de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), e **Felipe Botelho**, especialista do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)

*Artigo escrito em março de 2020*

**D**esde o seu lançamento em 2019, o Novo Mercado de Gás vem mobilizando a indústria de gás natural e o poder público na estruturação de uma nova governança.<sup>64</sup>

O programa ganhou forma a partir do Decreto nº 9.616/18 (capturando aspectos relevantes do programa Gás Para Crescer) e das duas Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 2019, nº 4 (criando o Comitê de Promoção da Concorrência) e nº 16 (estabelecendo as diretrizes e critérios de transição para a abertura do mercado). Em paralelo, e sendo fundamental para a abertura, o Termo de Cessação de Conduta (TCC) assinado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobras determinou ações e condutas que a empresa deverá respeitar para reestruturar o mercado com novos atores<sup>65</sup>.

Neste sentido, uma série de etapas devem ser trilhadas para que o mercado possa tomar forma e seus efeitos sejam de fato observados.

64. COSTAMILAN, Luiz; TAVARES, Felipe. Texto sobre o Novo Mercado de Gás. Newsletter Fluxo 38. 2019. Disponível em: <<http://www.fluxosolutions.com.br/newsletter-38/a-abertura-do-mercado-de-gas-natural-no-brasil-o-caminho-do-crescimento>>

65. São compromissos do TCC Petrobras/CADE:

- i. a alienação dos ativos e participações no setor de transporte (NTS, TAG e TBG) e distribuição da companhia (sobretudo Gaspetro);
- ii. transparência nos volumes retirados e injetados no transporte;
- iii. declinar de exclusividades como carregadora;
- iv. acesso negociado às infraestruturas essenciais;
- v. não contratar novos volumes de gás natural; e
- vi. arrendamento de terminal de regaseificação na Bahia.

## Quais são os objetivos do Novo Mercado de Gás?

Dentre os diferentes objetivos da abertura de mercado, poderíamos destacar os seguintes: concorrência, liquidez, preços de mercado, transparência, desverticalização (*unbundling*), acesso, ampliação e entrada de novos agentes, regras claras, isonomia, nova governança e articulação governamental em seus diversos níveis.

Com o **Novo Mercado de Gás** pretende-se transformar a governança da cadeia como um todo. A começar pela oferta de gás natural, está colocado o foco de **ampliar o número de ofertantes e assegurar acesso negociado às infraestruturas essenciais**, eliminando consigo barreiras potenciais ao acesso. No **segmento de transporte**, a estratégia foi da promoção de uma profunda reorganização sob um **modelo de Entradas e Saídas (E/S)**, com uma visão sistêmica de democratização do acesso ao transporte (repartindo a nomeação aos que injetam e retiram gás do sistema). Adicionalmente, optou-se pelo **uso do regime de autorização para facilitar os investimentos na expansão do transporte** em substituição ao de concessão; além de se **garantir a independência dos transportadores** para com os demais agentes participantes do mercado. Finalmente, no outro extremo da cadeia, **destaca-se o papel dos estados**, através de suas agências reguladoras, em **criar o ambiente de mercado** necessário para o surgimento de novos atores, tendo **alinhada a regulação da distribuição** de gás canalizado.

Em termos práticos, na construção desta estratégia de abertura para atração de novos produtores/ofertantes de gás, serão estabelecidas as regras de acesso negociado e não discriminatório das infraestruturas essenciais, como os gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de liquefação/regaseificação e estocagem<sup>66</sup> de gás natural. Além dos aspectos liberalizantes da compra e venda da molécula, buscou-se ampliar a diversidade de agentes nos segmentos regulados, em particular no transporte. O transporte é a espinha dorsal de um sistema de gás natural, sendo determinante seu livre acesso pelos ofertantes e demandantes de gás. As condições de acesso, capacidade e serviço de transporte, bem como a remuneração dos transportadores (para definição de tarifas) são estabelecidas pela esfera federal, como responsabilidade da ANP.

No segmento de distribuição, o programa tem como objetivo promover a separação das atividades de comercialização (regime competitivo) do serviço de movimentação da molécula (regime monopolista).

---

66. Apesar de ainda inexistentes no país, a importância de infraestruturas de estocagem irá se tornar cada vez mais evidente à medida em que a necessidade de coordenação cresce com o número de agentes (balançamento, variações típicas de oferta e demanda, compras em batelada de GNL, segurança do sistema)

A partir de suas agências reguladoras, é da competência dos estados promover esse processo de abertura, assim como estabelecer, de acordo com suas prioridades, condições bem definidas para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Neste sentido, a coordenação dos segmentos da cadeia perpassa pela coordenação e alinhamento dos níveis da federação, não somente em temas regulatórios, mas também tributários.

## Onde estamos e por onde vamos?

Diversas frentes de ação têm se desdobrado simultaneamente para desenvolver as diretrizes e objetivos explicitados para o Novo Mercado de Gás.

Em primeiro lugar, observa-se que **TCC Petrobras/CADE** tem avançado. Dentre as ações realizadas (nos primeiros seis meses) e as que já foram iniciadas, temos:

Ações Realizadas	Ações Iniciadas
<ol style="list-style-type: none"> <li>Declinou da exclusividade nos contratos de transporte de gás natural celebrados com as transportadoras;</li> <li>Indicou as capacidades de injeção e retirada da Petrobras no Sistema de Transporte;</li> <li>Disponibilizou para as contrapartes minuta de contrato de prestação de serviço de processamento nas unidades de tratamento de gás natural (UTGs);</li> <li>Indicou conselheiros independentes para os conselhos de administração das empresas TAG, TBG, Gaspetro, NTS e TSB (para desverticalização funcional das empresas);</li> <li>Contratou um Trustee de Monitoramento para acompanhar o cumprimento dos termos do TCC.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Processo de pré-qualificação de interessados no arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia e gasoduto integrante;</li> <li>Celebrado o Termo de Compromisso com a ANP no âmbito da Chamada Pública (CPAC) da TBG, com o objetivo de ceder capacidade de transporte excedente;</li> <li>Celebrado o Acordo de Transição no âmbito do GSA Petrobras/YPFB, com o objetivo de alterar determinadas condições comerciais contidas no GSA, durante um período de transição (1/1/2020 a 10/3/2020), considerando o novo contexto do mercado de gás natural na Bolívia e no Brasil e as novas oportunidades para as partes. Entre as condições, está a redução da quantidade diária contratada, liberando, de imediato, gás para outros potenciais interessados;</li> <li>Alienação da participação de ativos de transporte (TAG, NTS, TBG) e distribuição (Gaspetro);</li> <li>Negociações quanto ao acesso ao escoamento e processamento de gás.</li> </ol>

Fonte: Petrobras<sup>67</sup>

67. Petrobras. Petrobras acelera iniciativas para abertura do mercado de gás. Fatos e Dados. 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-acelera-iniciativas-para-abertura-do-mercado-de-gas.htm>>

Concomitantemente, está em tramitação o Projeto de Lei nº 6.407/13, que revoga a Lei do Gás, no intuito de cobrir as diversas dimensões e transformações necessárias para o estabelecimento do novo mercado de gás, que a Lei anterior não endereçava. Dentre os avanços trazidos pelo PL, podemos destacar<sup>68</sup>:

- (i) O acesso negociado às infraestruturas essenciais (escoamento, UPGNs e terminais de GNL), assegurada a preferência ao proprietário;
- (ii) As adequações ao segmento de transporte como acesso, regime de autorização para novos gasodutos, contratação de capacidade por E/S, e a sua desverticalização;
- (iii) Esclarecimento de quais agentes poderão atuar na comercialização do gás natural;
- (iv) Harmonização das regulações estaduais.

No âmbito regulatório, uma nova Agenda Regulatória da ANP foi estabelecida quando do lançamento do Novo Mercado de Gás. Existem grandes desafios de sequenciamento e coordenação das ações para uma implementação e transição ordenada para implementação do modelo E/S e criação do novo mercado.

Ações da Agenda Regulatória da ANP	
<p><b>2020</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Critérios de autonomia e independência dos transportadores</li> <li>• Interconexão entre gasodutos de transporte</li> <li>• Critérios para cálculo das tarifas de transporte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critérios para ampliação da capacidade de transporte</li> <li>• Mecanismos de Repasse de Receita entre os Transportadores</li> </ul>
<p><b>2021</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diretrizes para Códigos Comuns de Acesso</li> <li>• Regras para o Carregamento e Comercialização de gás natural no modelo E/S</li> </ul>	<p><b>2022</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Regras que contemplam serviços de transporte, cessão de capacidade, CPACs, entre outros no modelo E/S</li> </ul>
	<p><b>2023</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solução de Conflitos Relativos ao Acesso aos Terminais de GNL</li> <li>• Caracterização do Sistema de Transporte de Gás Natural</li> </ul>

Fonte: ANP<sup>69</sup>

68. Cartilha IBP/ABRACE. O que você precisa saber sobre a Modernização do Setor de Gás Natural no Brasil. 2019. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-modernizacao-se-setor-de-gas-natural-no-brasil/>>; Cartilha IBP/ABRACE. Cartilha sobre o consumidor livre. 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/cartilha-sobre-o-consumidor-livre/>>

69. ANP. ANP divulga agenda regulatória no âmbito do Novo Mercado de Gás. 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5278-anp-divulga-agenda-regulatoria-no-ambito-do-novo-mercado-de-gas>>



No âmbito dos **estados**, já são observadas algumas ações das agências reguladoras delimitando o papel das distribuidoras e criando ambiente para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores. O Governo Federal criou incentivos para esse movimento dos estados a partir do Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF)<sup>70</sup> e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE)<sup>71</sup>. Além da possibilidade de inclusão nesses programas, as perspectivas de viabilizar novos projetos mobilizam estados como Sergipe e Rio de Janeiro a reavaliarem suas regulações estaduais.

No caso do Rio de Janeiro, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) estabeleceu novo marco regulatório, servindo de modelo para os demais estados.<sup>72</sup> Dentre as mudanças estabelecidas estão: (i) a definição do Consumidor Livre; (ii) a redução do consumo mínimo para 10.000 m<sup>3</sup>/dia de gás natural; e (iii) a criação de tarifa específica (TUSD-E) para remunerar as distribuidoras para o uso do sistema de distribuição dedicado.

## Os desafios para caminhar...

A abertura não prescinde de regras, pelo contrário, ela requer um conjunto ainda mais amplo de normas para dar bases a um modelo mais diverso de agentes, como proposto pelo Novo Mercado de Gás. Na medida em que o setor de gás natural supera sua dependência frente a Petrobras, os novos arranjos institucionais têm de ser formados; do contrário, haverá um vácuo na governança do setor inibindo entrantes e criando incertezas.

A atuação efetiva da ANP na formulação célere de um arcabouço regulatório para o setor de transporte, permitindo a entrada de novos carregadores e com regras que estabeleçam adequada alocação de riscos entre os agentes, é de vital importância para garantir a abertura do mercado. Para isso é fundamental que a Agência disponha dos recursos necessários para conduzir esta tarefa bastante complexa (a União Europeia precisou de mais de 10 anos para construir a sua regulação).

---

70. O Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF), direcionado a estados com problemas fiscais, direciona garantias da União em operações de crédito para aqueles que se comprometerem com melhorias e transparência fiscal. Dentre os requisitos está a adoção de reformas que reflitam boas práticas regulatórias, medidas estruturantes e comportamentais na prestação do serviço de gás canalizado, inclusive no tratamento a consumidores livres

71. O Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE) trata da transferência de recursos de participações governamentais de petróleo e gás da União, sendo distribuída com base em indicadores de melhorias na regulação estadual de gás natural.

72. IBP. Posicionamento IBP sobre a Abertura do Mercado de Gás no Rio de Janeiro - Novas Regras da AGENERSA. 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/posicionamento-ibp-abertura-do-mercado-de-gas-no-rio-de-janeiro-novas-regras-da-agenersa/>>

Por outro lado, os consumidores livres só poderão vislumbrar benefícios da condição de livres para negociarem diretamente com os fornecedores da molécula, quando estiverem estabelecidas condições claras e competitivas nas regulações estaduais. Vale destacar que o formulador de política (CNPE) reforça o preceito Constitucional onde a regulação da distribuição de gás natural reflete o interesse do estado, com foco nas suas prioridades.

Não menos importante é a questão tributária aplicada ao transporte de moléculas. O SINIEF promoveu um ajuste temporário que precisa ser enquadrado na legislação complementar. A Reforma Tributária ora em tramitação no Congresso Nacional mostra-se oportuna para tal.

Portanto, a indústria de gás natural e o poder público (em suas diversas esferas) têm um longo e complexo caminho pela frente para melhor estruturar esse novo desenho de mercado. As frentes de atuação são inúmeras e um adequado sequenciamento é necessário. Na medida em que as diretrizes e objetivos de reforma estejam definidos de forma clara a todos os agentes, naturaliza-se o destino e abrem-se os caminhos para o estabelecimento de fato de um novo mercado de gás natural no país.

---

## REFERÊNCIAS

- 1) ANP. *ANP divulga agenda regulatória no âmbito do Novo Mercado de Gás*. 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5278-anp-divulga-agenda-regulatoria-no-ambito-do-novo-mercado-de-gas>>
- 2) Cartilha IBP/ABRACE. *Cartilha sobre o consumidor livre*. 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/cartilha-sobre-o-consumidor-livre/>>
- 3) Cartilha IBP/ABRACE. *O que você precisa saber sobre a Modernização do Setor de Gás Natural no Brasil*. 2019. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-modernizacao-se-setor-de-gas-natural-no-brasil/>>
- 4) COSTAMILAN, Luiz; TAVARES, Felipe. *Texto sobre o Novo Mercado de Gás*. Newsletter Fluxo 38. 2019. Disponível em: <<http://www.fluxosolutions.com.br/newsletter-38/a-abertura-do-mercado-de-gas-natural-no-brasil-o-caminho-do-crescimento>>

5) IBP. *Posicionamento IBP sobre a Abertura do Mercado de Gás no Rio de Janeiro – Novas Regras da AGENERSA*. 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/posicionamento-ibp-abertura-do-mercado-de-gas-no-rio-de-janeiro-novas-regras-da-agenersa/>>

6) Petrobras. *Petrobras acelera iniciativas para abertura do mercado de gás*. Fatos e Dados. 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-acelera-iniciativas-para-abertura-do-mercado-de-gas.htm>>

---

## SOBRE OS AUTORES



**Luiz Costamilan** é Secretário Executivo de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP. É também sócio da LC2 Consultoria, membro independente do Conselho de Administração da Enauta, e membro do Conselho Consultivo da Huisman Brasil S/A. Adicionalmente, é Consultor Sênior da McKinsey&Co e Operating Partner da Advent International. Anteriormente, Costamilan trabalhou no Grupo BG por 9 anos, como presidente da BG Brasil e da BG Cone Sul. Ainda, trabalhou na Petrobras por mais de 23 anos, onde ocupou diversos cargos seniores, incluindo Gerente Executivo de Novos Negócios, Gerente Executivo de Desenvolvimento do Gasoduto Bolívia-Brasil, Diretor Executivo de E&P, Vice-Presidente Executivo da Petrobras Internacional (Braspetro) e Gerente Geral de Produção de Petróleo e Gás no Espírito Santo e em Sergipe/Alagoas.

Luiz Costamilan é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e mestre em Engenharia de Petróleo pela Colorado School of Mines, Golden, Co, nos Estados Unidos da América.



**Felipe Botelho** é especialista em Regulação de Gás Natural do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Atualmente, também é consultor independente com passagem em vários centros - Columbia Center on Sustainable Investment (EUA), Resources 4 Development (Canadá) e Commissariat à l'énergie atomique (França). É coordenador do Grupo de Trabalho em Sustentabilidade do Institute for New Economic Thinking (INET). Sua atuação se concentra em temas como regulação, financiamento de infraestruturas, desenvolvimento sustentável, política e planejamento energético.

Felipe Botelho Tavares é doutor em Economia pela UFRJ, mestre em Economia e Gestão de Indústrias de Rede pela U. Pontificia Comillas (Espanha) e U. Paris Sul XI (França) e foi pesquisador visitante na U. Columbia (Estados Unidos).

# O papel do planejamento energético: desafio e oportunidades brasileiras

**Por Thiago Barral**, Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

*Artigo escrito em abril de 2020*

Uma característica marcante do Brasil é sua riqueza em recursos naturais, entre os quais os recursos energéticos. Mas, se a abundância e variedade de recursos energéticos constituem uma grande oportunidade para o país, transformar esse potencial energético em efetivo desenvolvimento socioeconômico, com sustentabilidade, é algo que só se alcança com um qualificado e permanente esforço de planejamento. Um planejamento energético efetivo provê os fundamentos para que as ações no campo da política pública e da regulação sejam consistentes entre si e com visão de longo prazo, assim como estabelece referências críveis para orientar os investimentos privados, tão necessários, reduzindo também as assimetrias de informação no mercado. Além do mais, a transparência nos fundamentos da política energética, a partir do processo de planejamento, permite aos cidadãos fiscalizarem a qualidade das decisões tomadas.

As metodologias e instrumentos de planejamento vêm evoluindo para acompanhar um ambiente cada vez mais complexo, globalizado, competitivo e onde se observam aceleradas transformações em diversas dimensões, como a social, econômica, ambiental, política e tecnológica. Nesse desafiador contexto, o planejamento energético precisa estar pautado, antes de mais nada, por uma clareza de propósitos e, por vezes, tendo que admitir uma hierarquia entre eles. Destacam-se a busca por vantagens geopolíticas, desenvolvimento social, desenvolvimento econômico, ganhos de competitividade e sustentabilidade, considerado, inclusive, o desafio de enfrentar as mudanças climáticas.

Na concepção atual, fazer planejamento energético não consiste em

acertar, controlar ou prescrever o futuro. Essa abordagem estaria fadada ao fracasso face às muitas incertezas e variáveis envolvidas, bem como à complexidade (e imprevisibilidade) das relações e comportamentos que afetam o setor energético. Além disso, o controle estatal sobre a economia também foi reduzido substancialmente nas últimas décadas, num processo que ainda hoje evolui, reduzindo ainda mais o espaço para um planejamento determinativo e baseado no comando e controle.

Se não controlamos o futuro, como podemos nos preparar para ele? Nesse contexto, o planejamento no setor energético assume um caráter indicativo e, por vezes, exploratório. Em outras palavras, ocupa-se com trazer informações úteis para orientar a tomada de decisão sob incerteza pelos formuladores de política, bem como auxiliar na coordenação das expectativas dos agentes privados e seus planos de investimentos. No fundo, o planejamento, por meio de concepção e modelagem de múltiplos cenários (prováveis, possíveis, desejáveis...), nos prepara para tomar decisões mais robustas e reduzir arrependimentos, antecipando potenciais resultados que diferentes escolhas podem ter, em diferentes circunstâncias.

O horizonte de planejamento é um aspecto essencial. Ao estender temporalmente o horizonte de planejamento, temos que aceitar níveis cada vez maiores de incerteza, inclusive relacionadas a eventos ou inovações disruptivas. Por outro lado, trazemos evidências dos benefícios que poderão ser percebidos no logo prazo, estimulando decisões que transcendam o ciclo eleitoral típico da política. Ao encurtar o horizonte de planejamento, a tomada de decisão pode perder de vista o seu efeito transformador no longo prazo. Por essa razão, os instrumentos de planejamento devem alcançar distintos horizontes temporais, mas sem jamais abrir mão do longo prazo, tendo em vista que, no setor energético, as decisões de hoje repercutem por décadas à frente.

Outro aspecto extremamente relevante para o processo de planejamento é a capacidade de analisar o setor energético de forma integrada (energia elétrica, petróleo e derivados, biocombustíveis, gás natural, eficiência energética, entre outros). Essa é uma tendência irreversível no contexto da transição energética e da descarbonização da matriz energética global. Uma perspectiva integrada de planejamento é o que nos permitirá obter melhores resultados em termos de otimização no uso dos recursos energéticos e na transformação tecnológica, pautada pela digitalização e inteligência artificial, que não vêm apenas para alterar profundamente a estrutura do setor, mas substituir os alicerces da economia e das relações de poder econômico.

Entendendo o papel e a natureza do planejamento energético no atu-

al contexto global e nacional, passamos para a identificação e análise dos elementos críticos que devem ser levados em consideração para o alcance de seus propósitos. São, basicamente, quatro e sobre os quais comento na sequência. Primeiro, a dinâmica e os condicionantes do desenvolvimento socioeconômico. Segundo, a disponibilidade e a distribuição espacial dos recursos energéticos/ambientais. Terceiro, o acesso à tecnologia e a dinâmica de inovação. E, por fim, o ambiente legal-regulatório estabelecido.

O consumo de energia é, ao mesmo tempo, resultado do processo de desenvolvimento socioeconômico e elemento catalisador desse processo. Basta perceber que, por um lado, o consumo de energia é essencial para a realização das atividades produtivas e para a elevação dos padrões de renda e bem-estar social, incluindo saúde, educação, lazer, etc. Por outro, o acesso a formas modernas de energia propicia melhor promoção da educação, ciência, inovação e até mesmo proteção do meio ambiente. O Brasil, quando comparado com outros países mais desenvolvidos, ainda tem um padrão de consumo de energia muito inferior, além de muito desigual. Basta ver que a oferta de energia per capita na Coreia do Sul é 4 vezes e na Alemanha 2,5 vezes superior que a brasileira.

Com relação à disponibilidade de recursos energéticos, o Brasil é um país muito bem servido, tendo petróleo, gás natural, urânio, excelentes ventos e irradiação solar, água e biomassa. Aliás, um dos desafios é justamente administrar essa abundância, sabendo escolher, entre as diversas alternativas, a combinação de melhor custo/benefício global. Essa gestão passa por construir uma cesta de oferta que combine competitividade (soluções mais baratas), diversificação (gestão de risco com efeito portfólio), resiliência (capacidade de suportar eventos críticos) e sustentabilidade (redução dos impactos negativos).

Além de dispor de recursos energéticos, uma estratégia nacional de sucesso passa também por promover o acesso às tecnologias mais avançadas de exploração, produção/geração, transformação, transporte/distribuição/logística e consumo eficiente de energia. A digitalização segura dos sistemas energéticos também é cada vez mais impactante. Assim, a qualidade do sistema nacional de inovação é um elemento crítico na consecução dos objetivos do planejamento energético. E não se trata apenas do quanto é gasto em pesquisa, mas da efetividade e do impacto desses investimentos no médio e longo prazo.

Por fim e não menos importante, a solidez e credibilidade do ambiente legal-regulatório e institucional que rege o funcionamento do setor energético e seus mercados são cruciais para a redução de ineficiên-

cias e atração de novas empresas e investimentos na infraestrutura e oferta de energia, de forma competitiva. Previsibilidade, segurança jurídica, clareza de princípios e *accountability* são atributos que determinarão o maior ou menor sucesso da estratégia de energia do país. Eventuais falhas de mercado devem ser identificadas e endereçadas, com instrumentos desenhados de forma a limitar a exposição do setor a intervenções desequilibradas e contabilizar, sempre que necessário, as externalidades positivas e negativas.

Nesse sentido, o Brasil tem diante de si a oportunidade e o desafio de conceber e implementar reformas modernizantes nos arcabouços legais-regulatórios do setor de energia. Com base nos estudos de planejamento energético desenvolvidos pela EPE, destaco a necessidade premente de aperfeiçoamentos no desenho de mercado e regulação do setor elétrico, de gás natural e abastecimento de combustíveis, incluindo os biocombustíveis. De forma geral, após intensos debates nos últimos anos, é possível identificar a formação de consensos de alto nível necessários para aprovar os avanços, que passam pela revisão de instrumentos normativos, legais e infralegais. Em todos os casos, as reformas propostas passam pela incorporação de novas tecnologias e modelos de negócios, privilegiando a neutralidade tecnológica e sinais econômicos e de preços que induzam à alocação eficiente dos recursos, sempre limitados. Além disso, envolvem a promoção de maior abertura à livre iniciativa, reduzindo barreiras para novos entrantes e, por consequência, aumentando a competição. Naturalmente, não significa o Estado abrir mão do seu papel de supervisão e garantia da segurança energética para o país, mas sim criar os espaços e mecanismos adequados para que essa gestão seja feita com transparência, responsabilidade e de forma equilibrada. Também é fundamental o fortalecimento das agências reguladoras, com quadros técnicos capacitados e diversificados.

Se bem implementadas as reformas, sem captura por interesses particulares ou de segmentos específicos, e cultivada a boa governança institucional, com preservação de uma qualificada e bem equipada estrutura de planejamento energético, o Brasil pode tirar proveito da sua vantagem comparativa em termos de recursos energéticos e dar um grande salto na direção da transição energética com ganhos de competitividade.

O setor privado, motor de investimentos e grande impulsionador da inovação no setor energético, pode contribuir decisivamente na construção de consensos estratégicos em torno das reformas evitando a fragmentação de interesses que, no longo prazo, é fonte de atraso do país. Um setor privado engajado no debate franco em torno do pla-

nejamento energético e no fortalecimento das instituições do setor energético estará ajudando a pavimentar um ambiente cada vez mais propício para investimentos seguros, rentáveis e sustentáveis, que em última instância é condição necessária para o desenvolvimento do país.

---

## **SOBRE O AUTOR**



**Thiago Barral** é presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tendo ocupado diferentes posições na empresa desde 2007. Antes de assumir a Presidência, atuou como Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais (2018-2019), onde foi responsável, principalmente, pela realização de estudos de mercado e demanda de energia, geração distribuída, eficiência energética, estudos ambientais de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, metas de redução de emissões do setor energético, gestão de bases georreferenciadas, estudos energéticos e tecnológicos de longo prazo. Anteriormente, ocupou a posição de Superintendente de Projetos de Geração e Superintendente Adjunto (2013-2016).

Thiago é formado em Engenharia Civil pela UFJF, mestre em Recursos Hídricos e Meio Ambiente pela COPPE/UFRJ e pós-graduado em Administração Pública pela FGV-RJ.



# Rio de Janeiro: a Capital da Energia

Por **Cristina Pinho**, Secretária Geral do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), **Daniele Tavares**, Gerente Jurídico do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), e **Vanderlei Martins**, especialista em planejamento energético, regulação e políticas públicas

*Artigo escrito em abril de 2020*

**E**m 1974, Garoupa produzia os primeiros barris de petróleo na Bacia de Campos. Dessa forma, confirmava-se a previsão do geólogo americano Walter Link, onde acertadamente disse que seria no mar e não em terra o futuro da indústria de petróleo e gás natural.

De lá para cá, bilhões de barris já foram produzidos no ambiente *offshore*, uma saga de sucesso que passou entre a produtividade do Campo de Marlim com incríveis 20 mil barris por dia até os espetaculares poços de Mero no pré-sal de até 60 mil barris por dia.

Nesse contexto, o Estado do Rio de Janeiro consolidou-se como maior produtor de óleo e gás do país, e assim permanecerá pelos próximos 10 anos. Com os recentes desenvolvimentos do Campo de Búzios, espera-se um aumento de 96% na produção de petróleo e 70% na produção de gás até 2030.

Toda riqueza dos combustíveis fósseis construiu sua vocação natural como Capital da Energia do país:

- i. Está fisicamente próximo aos campos produtores *offshore*, que já têm projetos de construção de rotas de escoamento para o continente;
- ii. Tem conexão privilegiada à malha de gasodutos *onshore* do país e proximidade aos principais centros consumidores de gás;
- iii. Conta com infraestrutura portuária para importação de GNL, complementar à demanda nacional;

iv. Terceiro maior gerador de eletricidade, único produtor de energia nuclear e maior parque termelétrico a gás natural.

Graças a essas características, o Rio é o principal responsável pela segurança energética nacional. Desde o apagão em 2001 e com o Programa Prioritário de Termelétricidade, tornou-se importante *player* termelétrico do país.

É responsável por 10% da matriz elétrica nacional, distribuída entre térmica (58,3%), nuclear (30,4%), hídrica (11,1%), eólica (0,16%) e solar (0,04%). Apesar da baixa participação das renováveis, as termelétricas garantem suprimento de eletricidade ao Sistema Interligado Nacional. O gás produzido aqui é o combustível da transição energética, fornecendo estabilidade frente a intermitência das renováveis, garantindo a expansão dessas fontes na matriz brasileira.

Há grande oportunidade de reindustrialização do país por meio do gás associado ao pré-sal. Por aqui, poderão ser atraídas empresas intensivas em energia, uma vez que a recente abertura do mercado de gás poderá promover a redução do preço da molécula pela competitividade entre produtores e importadores.

Após o período de crise econômica, sem contar os problemas nas contas públicas e administrativos, o governo do Estado do Rio deve, mais do que nunca, promover um ambiente adequado de atração dos investimentos e retomar o seu protagonismo. E não perder novamente as oportunidades e transformações em curso na agenda industrial.

Além da sua vocação em recursos energéticos, o Rio conta com outros atributos estratégicos para despontar como a Capital da Energia: sede das principais empresas do setor de energia; o desenvolvimento tecnológico e incentivo à inovação; a gestão do conhecimento e desenvolvimento de recursos humanos qualificados; a infraestrutura local; as indústrias de bens e serviços, agências, instituições e *think tanks*.

Com relação aos centros de pesquisa e tecnologia, o estado conta com as melhores faculdades de engenharia do país e com a estrutura do Parque Tecnológico na Ilha do Fundão. Esse é um ambiente propício à inovação, no qual as empresas e universidades, por meio das suas instalações e laboratórios, desenvolvem soluções aos seus negócios, testam equipamentos e colaboram para resolver os problemas do mundo real, fornecendo novas fronteiras ao conhecimento dos estudantes, que serão a força motriz do mercado de trabalho.

Grande parte da indústria de bens e serviços é dedicada ao setor de óleo e gás, relacionada aos sistemas submarinos e poços. Essa indústria

é reconhecida mundialmente pelo elevado grau de internacionalização de seus produtos. E ainda bastante resiliente, pois sobreviveu a grave crise econômica.

O Rio também conta com privilegiada infraestrutura portuária e uma baía que abriga diversos agentes da indústria naval. O privilégio dessas áreas em seu litoral desperta a atração de novos investidores, como os que apostaram no desenvolvimento de um grande complexo no Porto do Açu, localizado em São João da Barra, região Norte Fluminense.

Esse complexo industrial é constituído por diversos segmentos como portos, termelétricas, unidade de regaseificação de gás natural, condomínio para grandes fábricas, e recebimento de minério para processamento e exportação. Isso sem contar que esta região abriga o único projeto de ZPE (Zona de Processamento de Exportação) do país em andamento. Certamente, mais uma oportunidade de expansão, por meio da conexão entre setores intensivos em energia e uso do gás como fertilizantes, petroquímico, siderúrgico, cerâmico e vidreiro.

É o único estado que produz eletricidade a partir de duas usinas nucleares em operação (Angra I e II), na região Sul-Fluminense. Elas movimentam boa parte da cadeia produtiva nuclear, e proporcionam oferta de mão de obra e capacitação com o apoio da INB (Indústrias Nucleares do Brasil), Nuclep (Nuclebras Equipamentos Pesados) e CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear).

Encontra-se em andamento a construção de Angra III, que, por uma série de razões econômicas e políticas, foi paralisada durante muitos anos. Com a retomada das obras, o investimento previsto nos próximos 6 anos é de R\$ 17 bilhões, e espera-se a criação de 9 mil postos de trabalho diretos e indiretos, bem como impacto multiplicador na economia regional.

Muitas são as vantagens estruturais do Rio de Janeiro sobre os demais estados. Entretanto, o ambiente regulatório e fiscal também afeta a competitividade e são os atuais entraves diagnosticados.

O Rio possui o maior ICMS de energia elétrica e sério problema de furto, o que resulta no maior custo de eletricidade do país, e deslocamento das indústrias para outras localidades.

Do mesmo modo, a ineficiência tributária também prejudica a cadeia do gás natural. A manutenção de regime jurídico de imunidade na venda da energia elétrica viola o preceito constitucional do princípio da não cumulatividade do ICMS. Diferentemente das usinas hidrelétricas, as termelétricas dependem da utilização de insumos que são tributa-

dos pelo ICMS, gerando descompasso no tratamento tributário aplicado na entrada do insumo (gás) e na saída do produto (eletricidade).

Esse cenário é agravado com o Regime de Recuperação Fiscal, pois é preciso dar legitimidade ao aprimoramento de qualquer legislação tributária, seja via benefício fiscal ou via postergação do pagamento de ICMS.

Para reduzir essas disparidades, algumas ações já foram iniciadas com o programa governamental Rio Capital da Energia. A partir de diretrizes e fundamentos técnicos, o estado atua na coordenação de grupos de trabalho com especialistas e realiza diagnósticos setoriais.

Por meio desse programa, destaca-se o pioneirismo da Agência Reguladora (AGENERSA) na atualização regulatória do novo mercado de gás. Há mudança no volume para enquadramento dos consumidores livres; novos modelos para o autoprodutor e autoimportador; definições de migração dos consumidores cativos para o ambiente livre; regimento na construção de gasodutos de uso dedicado e novas modalidades tarifárias.

Ainda na pauta regulatória, foi assinado convênio de parceria com a ANEEL. Por meio dessa iniciativa, a AGENERSA assumirá as atribuições de fiscalização e mediação do mercado de energia elétrica, de forma a melhorar a qualidade do serviço prestado à população fluminense e o relacionamento com as concessionárias do estado.

Outro detalhe é a atuação do governo estadual frente à crise naval. Os estaleiros ainda em operação poderiam atuar no processo de descomissionamento de plataformas e com serviços mais lucrativos como o desmanche, manutenção e reparo de embarcações, substituindo a tradicional atividade de construção, que já é realizada pelos países asiáticos de forma mais competitiva.

Por último, mas não menos importante, não podemos deixar de citar a transição energética. O Rio de Janeiro está entre os poucos estados com medições dos potenciais das energias eólica, solar e hidráulica, e possui decreto que define a política de incentivo ao biogás. Para as renováveis, o grande desafio é desburocratizar, por meio da simplificação e modernização dos processos de licenciamento ambiental, e atrair a cadeia produtiva dessas fontes.

Todas essas medidas são compromissos assumidos na agenda de desenvolvimento sustentável do estado nos próximos anos. Logo, a segurança jurídica é importante pauta, onde o empreendedor tenha previsibilidade nos investimentos sob normas estáveis, até mesmo após

eventual modificação, como determina a Constituição no art. 5, inciso XXXVI: “a lei não prejudicará o direito adquirido, a coisa julgada e o ato jurídico perfeito”.

A energia produzida em nosso território é importante insumo para o desenvolvimento e a competitividade do país, com potencial de melhorar o ambiente de negócios, fomentar a geração de emprego e renda e promover novas oportunidades e investimentos no Estado do Rio de Janeiro.

É o Rio de Janeiro, a Capital da Energia!

---

## **SOBRE OS AUTORES**



**Cristina Pinho** é Secretária-Geral do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Cristina também integra, desde 2018, o Comitê de Diversidade do IBP, atuando como Mentora no Programa de Mentoria feminina da instituição. Ocupa também posição de Presidente do Instituto Luísa Pinho Sartori, associação sem fins lucrativos com o objetivo de incentivar a educação para conservação e desenvolvimento científico voltado para a preservação do meio ambiente.

Com vasta experiência no setor de óleo e gás e em funções de alta gerência, Cristina trabalhou por 31 anos na Petrobras, onde exerceu atividades de liderança nas áreas de Exploração e Produção e Logística. Antes, atuou como subsecretária de Petróleo, Gás e Energia do Estado do Rio de Janeiro, cargo no qual participou ativamente dos debates e de ações para a retomada do setor. Sua experiência de articulação com os diferentes stakeholders da indústria irá somar ao trabalho de renovação e reestruturação do instituto.



**Daniele Tavares** é gerente jurídico do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) desde janeiro de 2020. Possui mais de 18 anos de experiência no setor de Óleo e Gás, com atuação nas áreas Jurídica e Tributária. Atuou também como Coordenadora Tributária da Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro. Daniele é advogada formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).



**Vanderlei Martins** é especialista em planejamento, controle e regulação no setor elétrico. Economista pela Universidade Federal Fluminense (UFF), mestre e doutorando em Planejamento Energético (PPE/COPPE) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Tem experiência na gestão dos programas de P&D do setor elétrico, regulação econômica, planejamento e controle financeiro em distribuidoras, fontes de energia renováveis, geração distribuída e programas de eficiência energética. Possui experiência também com análises de viabilidade econômica de projetos, modelos de avaliação de políticas públicas e projetos governamentais, construção de cenários de demanda de energia com modelos *bottom-up* e estudos relacionados aos temas: *smart grids*, fontes renováveis, pobreza energética, regulação do setor elétrico, transição energética e mudanças climáticas.

# Oportunidade de investimentos no setor de energia

Por **Carlos Frederico Lucchetti Bingemer**, sócio das áreas de Direito Societário, Óleo e Gás e Energia do BMA Advogados, e **Adriana Lontra**, advogada da área de Petróleo e Gás do BMA Advogados

*Artigo escrito em maio de 2020*

Com a oitava economia do mundo e um ambiente de negócios aberto, o Brasil está entre os 10 países que mais recebem investimento estrangeiro direto. É um país de dimensões continentais com projeção de crescimento de demanda de energia de 3,6% ao ano até 2029<sup>73</sup>.

O setor de energia tem atraído importantes investimentos para o país, como foi o caso dos leilões com nova geração de energia (R\$ 13 bilhões) e das linhas de transmissão (R\$ 13,2 bilhões)<sup>74</sup>.

Em 2019, os leilões de blocos de exploração de petróleo também atraíram investimentos vultuosos. A 16ª Rodada de Licitações arrecadou R\$ 8,9 bilhões em bônus de assinatura e a 6ª Rodada de Partilha de Produção arrecadou R\$ 5,05 bilhões sob a mesma rubrica. Ainda em 2019, a primeira rodada de licitação dos excedentes da cessão onerosa arrecadou impressionantes R\$ 69,9 bilhões em bônus de assinatura.

Estes bem-sucedidos eventos, combinados com a perspectiva de reformas estruturantes da agenda econômica liberal, deram ao Brasil ares promissores que foram ofuscados pela pandemia da Covid-19. A pandemia levou empresas dos mais diversos segmentos a adotarem medidas temporárias de urgência de modo a criar condições que as per-

73. EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2020

74. Apex Brasil. Investment Guide to Brazil. 2019

mitam melhor sobreviverem ao cenário e superarem os efeitos da crise econômico-financeira esperada em decorrência da pandemia, medidas estas que visam, primordialmente, à proteção de caixa e preservação de sua liquidez, mas abarcam também outras, como a renegociação de contratos, redução de custos, com a revisão dos seus planos de investimento e orçamentos previamente acordados.

Apesar da intensidade e importância da pandemia, as oportunidades de investimentos, sobretudo através de fusões e aquisições (M&A) de empresas no setor de energia permanecem, havendo expectativa de que outras poderão ainda surgir, na medida em que os agentes de mercado tenham uma visibilidade mais efetiva e concreta da extensão e efeitos da referida pandemia. Se a curto prazo a pandemia pode significar limitação no volume de investimentos direto por parte dos investidores, a médio e longo prazo as oportunidades em M&A são muitas.

A primeira delas decorre do próprio cenário de incertezas, que já afeta o setor e que provavelmente arrastará diversas empresas do setor de energia para uma situação de *financial distress*. Neste cenário, companhias do setor deverão vender ativos para reequilibrar suas finanças e investidores com apetite a risco serão atraídos para montarem posições em ativos estratégicos.

Neste cenário, será um desafio estruturar operações no setor de energia, que é plural por natureza. Alocar corretamente os riscos envolvidos e garantir aos novos investidores uma segurança mínima capaz de viabilizar tais investimentos são desafios ainda maiores num cenário de *distress*. Instrumentos híbridos de dívida, possibilitando conversão futura em participação acionária (*equity-kicker*); manutenção dos sócios originários com pagamentos de parte do preço de aquisição sujeitos à performance (*earn-out*); diligências confirmatórias para verificação de determinadas condições são algumas das tendências já utilizadas em operações de M&A em cenários extremos e que poderão também ser encontradas no setor de energia brasileiro nos próximos anos.

Tratando-se de um mercado regulado num país com matriz energética diversificada, observam-se também diferentes possibilidades originadas a partir de iniciativas do Governo Federal, que seguramente atrairão investidores e gerarão oportunidades no curto, médio e longo prazos.

### **Plano de desinvestimento da Petrobras**

Ao assumir a presidência da Petrobras, Castello Branco destacou a abertura do mercado brasileiro para novos agentes em todos os elos



da cadeia, citando a exploração e produção, o refino e o segmento de gás natural.

A estatal historicamente possui posição dominante em todos os elos da cadeia de óleo e gás, desde a produção até a revenda. Sob nova administração, desde 2019 a estatal vem cumprindo de forma acelerada um plano de gestão ativa de portfólio, concentrando suas atividades em ativos de alto retorno, como os campos de produção localizados na camada do pré-sal. Em 2019, a gestão do portfólio implicou desinvestimentos de ativos no valor de US\$ 16,3 bilhões<sup>75</sup>.

Em meio à crise do coronavírus e a queda no preço do barril de petróleo, com relação aos investimentos da Petrobras, a prioridade está relacionada com a preservação da liquidez da companhia, o que significa dizer que seu foco será redirecionado para a postergação de desembolsos de caixa e redução de custos.

Não obstante tal redirecionamento, a companhia manteve seu interesse no prosseguimento com o plano de desinvestimentos de seus ativos tal como estruturado no cenário pré-crise, considerando, entretanto, a possibilidade de alteração no calendário originalmente previsto em função das medidas de prevenção adotadas pela empresa.

Atualmente, a Petrobras tem em andamento diversos processos de desinvestimento nos diferentes segmentos, incluindo refinarias, exploração e produção *onshore*, termelétricas, campos maduros, distribuição de gás, biocombustíveis, entre outros, e espera-se que estas operações sejam concluídas ao longo de 2020 e 2021.

## **Programa de Parcerias de Investimentos**

Igualmente relevante e com boas perspectivas, observa-se a lista de projetos do setor de energia no Programa de Parcerias de Investimentos – PPI, instituído pela Lei Federal 13.334, de setembro de 2016.

O PPI se propõe a ampliar e fortalecer a interação entre o Estado e a iniciativa privada por meio da celebração de contratos de parceria para a execução de empreendimentos públicos de infraestrutura e de outras medidas de desestatização. Os projetos qualificados como parte do PPI são reconhecidos como de interesse estratégico, tendo prioridade perante os agentes públicos nas esferas administrativa e controladora das entidades da administração pública direta.

---

75. Petrobras. Desempenho em 2019. 2020. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-aos-investidores/central-de-downloads/>>

Conforme definido em lei, os objetivos do PPI são (i) ampliar as oportunidades de investimento e emprego e estimular o desenvolvimento tecnológico e industrial, em harmonia com as metas de desenvolvimento social e econômico do País; (ii) garantir a expansão com qualidade da infraestrutura pública, com tarifas adequadas; (iii) promover ampla e justa competição na celebração das parcerias e na prestação dos serviços; (iv) assegurar a estabilidade e a segurança jurídica, com a garantia da mínima intervenção nos negócios e investimentos; (v) fortalecer o papel regulador do Estado e a autonomia das entidades estatais de regulação; e (vi) fortalecer políticas nacionais de integração dos diferentes modais de transporte de pessoas e bens, em conformidade com as políticas de desenvolvimento nacional, regional e urbano, de defesa nacional, de meio ambiente e de segurança das populações, formuladas pelas diversas esferas de governo.

O apoio financeiro é realizado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que analisa a capacidade de financiamento dos projetos, podendo oferecer eventuais linhas de financiamento.

Desde sua instituição, já foram concluídos 52 projetos, havendo, em abril de 2020, 110 projetos em andamento. Dos projetos concluídos, 18 são de energia, assim como 20 dos projetos em andamento (dos concluídos, 5 de geração hidrelétrica, 2 de distribuição de energia, 4 de transmissão de energia e 7 de óleo e gás; dos finalizados, 9 de geração hidrelétrica, 4 de transmissão de energia e 7 de óleo e gás).

## **Leilões**

Entre os projetos em andamento do PPI, estão dois leilões de energia nova e dois leilões de energia existente, ambos previstos para 2020, dois leilões para concessão de instalações de transmissão, a 7ª Rodada de Partilha de Produção<sup>76</sup> e a 17ª Rodada de Concessão de campos de exploração e produção de óleo e gás.

A ANEEL já divulgou a realização do 31º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (LEILÃO “A-4”), destinado à compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e térmica a biomassa, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2024, bem como o 23º e o 24º Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes (LEILÕES “A-4 e A-5”).

---

76. A 7ª Rodada de Partilha, embora prevista para 2020, encontra-se na etapa de planejamento

No entanto, considerando a necessidade de adoção de medidas para o enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus, os leilões foram postergados pela Portaria Nº 134 do Ministério de Minas e Energia – MME. Também foram postergados o Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2020, com realização prevista pela Portaria MME nº 151, de 1º de março de 2019, e a realização dos Leilões para a Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, com realização prevista pela Portaria MME nº 15, de 13 de janeiro de 2020.

Também frente à situação de pandemia e desaceleração econômica, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis – ANP anunciou a suspensão da 17ª Rodada de Licitações para concessão de blocos exploratórios, mantendo a realização da segunda etapa do 72º Leilão de biodiesel, que havia sido inicialmente suspensa.

O Ministério de Minas e Energia – MME manteve para o ano de 2021 os planos originais de realização do leilão dos excedentes de Atapu e Sépia, campos do pré-sal da Bacia de Santos, envolvendo volumes ofertados, mas não contratados, na primeira rodada de licitação dos excedentes da cessão onerosa de 2019.

### **Oportunidades em Energia renovável**

Embora a matriz energética brasileira tenha predominância de fontes não renováveis, com grande presença de petróleo e seus derivados, e o gás natural, a matriz elétrica do Brasil tem na fonte renovável grande relevância, impulsionada principalmente pela geração hidrelétrica.

Com o aquecimento global e busca por uma matriz energética mais limpa, as fontes renováveis de energia tornam-se uma aposta para os projetos de energia.

Além da hidroeletricidade, que no Brasil já é uma tecnologia madura, outras fontes renováveis de energia merecem destaque, a exemplo do desenvolvimento da energia eólica, já explorada principalmente na Região Nordeste, e solar. Muito incipiente é a energia oceânica, embora sua extensa costa e as vastas áreas de mar territorial sejam condições naturais que abrem plenas possibilidades para o aproveitamento energético dos recursos do mar.

Como grande produtor agrícola, de pecuária e florestal, o Brasil assume posição de destaque no cenário internacional da bioenergia, que é importante não só para a manutenção da baixa intensidade de carbono da economia brasileira, mas também para o desenvolvimento rural.

O segmento sucroalcooleiro, em especial, deve ser percebido como exemplo da relevância da bioenergia no país, mas atenção deve ser dada para outras fontes de recurso, como a lenha, o carvão vegetal e a lixo, que também ocupam papel de destaque na matriz energética nacional, além de outras biomassas como os resíduos agroindustriais e os óleos vegetais usados na produção de biodiesel<sup>77</sup>.

## **Conclusão**

O cenário de investimento no setor de energia brasileiro é bastante rico e promissor. Não obstante as naturais postergações decorrentes da pandemia que acometeu o mundo, a expectativa é que, uma vez superada esta grave situação, haja a retomada dos projetos previstos, com oportunidades em fontes fósseis e renováveis.

---

## **REFERÊNCIAS**

- 1) Apex Brasil. *Investment Guide to Brazil*. 2019
- 2) EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. 2020
- 3) EPE. *Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*. 2018
- 4) Petrobras. *Desempenho em 2019*. 2020. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-aos-investidores/central-de-downloads/>>

---

77. EPE. *Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*. 2018

---

## SOBRE OS AUTORES



**Carlos Frederico** é sócio das áreas de Direito Societário, Óleo e Gás e Energia do BMA Advogados. Possui ampla experiência em operações de M&A e infraestrutura, tendo representado diversos clientes nacionais e internacionais. Ainda, é vice-presidente do comitê jurídico da NBCC - Norwegian Brazilian Chamber of Commerce em São Paulo.

Anteriormente, foi professor de Direito Societário no IBMEC - Rio de Janeiro. Ele também é autor de diversos artigos sobre Direito Societário, Infraestrutura e Direito Tributário.

Carlos Frederico é graduado em Direito - Universidade Católica do Rio de Janeiro PUC, LL.M. em Direito Internacional - *Georgetown University Law Center* e LL.M. em *Project Finance* - Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ.



**Adriana Lontra** é advogada da área de Petróleo e Gás do BMA Advogados. Baseada no Rio de Janeiro, com atuação em direito privado, Adriana possui experiência nos aspectos contratuais e regulatórios do setor de petróleo e gás.

Adriana presta assessoria à indústria produtora de petróleo e gás, com foco em perfuração, instalação de dutos, extração de petróleo e gás, e serviços de manutenção corretiva e preventiva. Também tem experiência com contratos de construção e de manutenção de unidades petrolíferas, como equipamentos de perfuração, FPSO, e embarcações de apoio.

Antes de ingressar no BMA, foi advogada interna de uma companhia petrolífera e de um estaleiro brasileiro, além de atuar como membro da equipe de petróleo e gás de um escritório de advocacia no Rio de Janeiro.

Adriana é graduada em Direito, Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ e LL.M. em Direito Empresarial Internacional - *Vrije Universiteit*.

# SOBRE O CEBRI



CENTRO BRASILEIRO DE  
RELAÇÕES INTERNACIONAIS  
*BRAZILIAN CENTER FOR  
INTERNATIONAL RELATIONS*

[www.cebri.org](http://www.cebri.org)

PENSAR  
DIALOGAR  
DISSEMINAR  
INFLUENCIAR

**#2 *Think tank* da  
América do Sul e Central**

*University of Pennsylvania's Think Tanks  
and Civil Societies Program 2019 Global  
Go To Think Tank Index Report*

---

O Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) é um *think tank* independente, que contribui para a construção da agenda internacional do Brasil. Há mais de vinte anos, a instituição se dedica à promoção do debate plural e propositivo sobre o cenário internacional e a política externa brasileira.

O CEBRI prioriza em seus trabalhos temáticas de maior potencial para alavancar a inserção internacional do país à economia global, propondo soluções pragmáticas na formulação de políticas públicas.

É uma instituição sem fins lucrativos, com sede no Rio de Janeiro e reconhecida internacionalmente. Hoje, reúne cerca de 100 associados, que representam múltiplos interesses e segmentos econômicos e mobiliza uma rede de profissionais e organizações no mundo todo. Além disso, conta com um Conselho Curador atuante e formado por figuras proeminentes na sociedade brasileira.

## Conselho Curador

---

### Presidente

José Pio Borges

### Presidente de Honra

Fernando Henrique Cardoso

### Vice-Presidentes

Jorge Marques de Toledo Camargo

José Alfredo Graça Lima

Tomas Zinner

### Vice-Presidentes Eméritos

Daniel Klabin

José Botafogo Gonçalves

Luiz Augusto de Castro Neves

Rafael Benke

### Conselheiros Eméritos

Celso Lafer

Luiz Felipe de Seixas Corrêa

Luiz Fernando Furlan

Marcos Azambuja

Pedro Malan

Roberto Teixeira da Costa

Rubens Ricupero

### Diretora-Presidente

Julia Dias Leite

### Conselheiros

André Clark

Anna Jaguaribe

Armando Mariante

Armínio Fraga

Carlos Mariani Bittencourt

Claudio Frischtak

Demétrio Magnoli

Edmar Bacha

Gelson Fonseca Jr.

Henrique Rzezinski

Ilona Szabó

Joaquim Falcão

José Aldo Rebelo

José Luiz Alquéres

Luiz Ildefonso Simões Lopes

Marcelo de Paiva Abreu

Marcos Galvão

Maria do Carmo (Kati) Nabuco de Almeida Braga

Paulo Hartung

Renato Galvão Flôres Jr.

Roberto Abdenur

Roberto Jaguaribe

Ronaldo Veirano

Sergio Amaral

Vitor Hallack

Winston Fritsch

### Conselho Internacional

Albert Fishlow

Alfredo Valladão

Andrew Hurrell

Antonio Patriota

Felix Peña

Flávio Damico

Julia Sweig

Kenneth Maxwell

Leslie Bethell

Marcos Caramuru

Marcos Jank

Monica de Bolle

Sebastião Salgado

## Associados

---

### Instituições

ABIQUIM

Aegea

Aeróleo Táxi Aéreo

BAMIN

Banco Bocom BBM

BASF

BDMG

BMA Advogados

BNDES

BRF

Brookfield Brasil

Bunker One

Captalys Investimentos

CCCC/Concremat

Comerc Energia

Consulado Geral dos Países Baixos no Rio de Janeiro

Consulado Geral da Irlanda em São Paulo

Consulado Geral do México no Rio de Janeiro

Consulado Geral da Noruega no Rio de Janeiro

CTG Brasil

Dannemann, Siemsen, Bigler & Ipanema Moreira

Dynamo

EDP

Eletrobras

Energisa

ENEVA

ENGIE Brasil

Equinor

ExxonMobil

FCC S.A.

Grupo Lorentzen

Grupo Ultra

Huawei

IBÁ

IBRAM

Icatu Seguros

InvestHK

Ipanema Investimentos

Itaú Unibanco

JETRO

Klabin

Lazard

Light

Mattos Filho Advogados

Museu do Amanhã

Michelin

Neoenergia

Oktri Empreendimentos

Paper Excellence

Petrobras

Pinheiro Neto Advogados

Prumo Logística

Repsol Sinopec

Sanofi

Santander

Shell

Siemens

Souza Cruz

SPIC Brasil

State Grid

Tecnoil

Total E&P do Brasil

Vale

Veirano Advogados

Vinci Partners



## ***Senior Fellows***

---

Adriano Proença  
Ana Célia Castro  
Ana Paula Tostes  
André Soares  
Benoni Belli  
Clarissa Lins  
Daniela Lerda  
Denise Nogueira Gregory  
Diego Bonomo  
Evangelina Seiler  
Fabrício Sardelli Panzini  
Fernanda Guardado  
Fernanda Magnotta  
Hussein Kalout  
Izabella Teixeira  
Larissa Wachholz  
Leandro Rothmuller  
Lia Valls  
Mário Ripper  
Matias Spektor  
Miguel Correa do Lago  
Monica Herz  
Patrícia Campos Mello  
Paulo Sergio Melo de Carvalho  
Pedro da Motta Veiga  
Philip Yang  
Ricardo Sennes  
Rogerio Studart  
Sandra Rios  
Tatiana Rosito  
Vera Thorstensen  
Victor do Prado

## **Equipe CEBRI**

---

Diretora-Presidente  
Julia Dias Leite

Diretora de Relações Institucionais  
e Comunicação  
Carla Duarte

Diretora de Projetos  
Luciana Gama Muniz

### **Projetos**

Gerente de Projetos  
Lara Azevedo

Consultora  
Cintia Reschke Borba Hoskinson

Estagiário  
Gabriel Rezende

### **Relacionamento Institucional e Eventos**

Gerente de Relações Institucionais e Eventos  
Barbara Brant

Consultores  
Caio Vidal  
Nana Villa Verde

Estagiário  
Lucas Bilheiro

### **Comunicação**

Consultora  
Gabriella Cavalcanti

Estagiário  
Henrique Vidal

### **Administrativo e Financeiro**

Coordenadora Administrativa-Financeira  
Fernanda Sancier

Assistente  
Kelly C. Lima



**CEBRI**  
CENTRO BRASILEIRO DE  
RELAÇÕES INTERNACIONAIS

*BRAZILIAN CENTER FOR  
INTERNATIONAL RELATIONS*

Rua Marquês de São Vicente, 336  
Gávea - Rio de Janeiro - RJ - Brasil  
22451-044

Tel: +55 (21) 2206-4400

[cebri@cebri.org.br](mailto:cebri@cebri.org.br)

[www.cebri.org](http://www.cebri.org)



**BMA**

**BARBOSA MÜSSNICH ARAGÃO**

**Rio de Janeiro:** +55 21 3824.5800

**São Paulo:** +55 11 2179.4600

**Brasília:** +55 61 3218.0300

[bma@bmalaw.com.br](mailto:bma@bmalaw.com.br)

[www.bmalaw.com.br](http://www.bmalaw.com.br)

ISBN: 978-65-992269-1-5

