

EDIÇÃO ESPECIAL



CADERNOS

FGV ENERGIA

AGOSTO 2021 | ANO 8 | Nº 13 | ISSN 2358-5277

CHAMADA DE TRABALHOS DO PROJETO CARO



**ESCRITÓRIO**

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22231-000
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Francisco Oswaldo Neves Dornelles e
Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

SUPERINTENDÊNCIA COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Felipe Gonçalves

EQUIPE DE PESQUISA**Coordenação Geral**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

COORDENAÇÃO DE PESQUISA DO SETOR ELÉTRICO

Luiz Roberto Bezerra

COORDENAÇÃO DE PESQUISA DE O&G

Magda Chambriard

PESQUISADORES

Acacio Barreto Neto
Adriana Ribeiro Gouvêa
Aldren Stephano Vernersbach Martins
Ana Costa Marques Machado
Angélica dos Santos
Gláucia Fernandes
João Teles
Paulo César Fernandes da Cunha
Rodrigo Lima

ANALISTA DE NEGÓCIOS JR

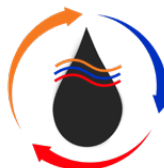
Thatiane Araciro

ASSISTENTE DE ENSINO (MBA) E PESQUISA

Melissa Prado



Comitê executivo



Apoio Institucional



Sumário

EDITORIAL

06

CAPÍTULO 1

COMPARAÇÕES ENTRE MODELOS INTERNACIONAIS
E A ESTRUTURA REGULATÓRIA BRASILEIRA DO
DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE

12

CAPÍTULO 2

A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA
DE GÁS NATURAL NO BRASIL À LUZ DOS CASOS
INTERNACIONAIS

22

CAPÍTULO 3

APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO DAS NORMAS
DE DESCOMISSIONAMENTO E A POSSIBILIDADE
DE REUTILIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA PARA
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂

32

CAPÍTULO 4

O DESAFIO TRIBUTÁRIO PARA O COMERCIALIZADOR
DE GÁS NATURAL ACESSAR UM CONSUMIDOR LIVRE
NO ESTADO DE SÃO PAULO

46

CAPÍTULO 5

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: GÁS NATURAL.
O CENÁRIO NORMATIVO FISCAL ESTÁ
ENDEREÇADO PARA GRANDES INVESTIMENTOS?
BREVES REFLEXÕES FISCAIS SOBRE O NOVO
MERCADO DE GÁS NATURAL E SEUS DESAFIOS

60

CAPÍTULO 6

ROYALTIES DE PETRÓLEO E CAMPOS MADUROS:
INCIDÊNCIA ADEQUADA

70

EDITORIAL

Os regimes regulatórios atualmente vigentes no Brasil são muito similares para os campos de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra (onshore) e no mar (offshore). O país precisa que as atividades desenvolvidas nos ativos do ambiente onshore tenham uma regulação adequada para os seus portes, uma vez que as obrigações são, na maioria das vezes, as mesmas atribuídas para outras concessões que produzem até mil vezes mais e em ambientes produtivos de maior complexidade, riscos e ambientalmente mais sensíveis.

A construção da regulação existente data de um período em que o país já havia migrado seu maior volume de produção do ambiente terrestre para o ambiente marítimo, o que acabou por influenciar o resultado final. As exigências regulatórias são, portanto, maiores do que a realidade que os campos terrestres suportam, o que aumenta o custo de transação destes ativos, diminui sua competitividade e subtrai valor do negócio.

Situação semelhante ocorre também no ambiente offshore, onde se estabelece um mesmo regimento para o pós-sal e o pré-sal quando esses ambientes tem porte e complexidade operacional distintas. Mas, esse Caderno está focado no ambiente onshore onde se concentrou o Projeto CARO - Campo Adequadamente Regulado.

O projeto CARO tratou de uma iniciativa civil organizada em torno de se ofertar ao órgão regulador nacional – ANP – uma sugestão regulatória para o onshore que fosse proporcional, simplificada e mais aderente com a realidade e a urgência que o

setor tem nos momentos atuais. A iniciativa se consubstanciou por meio de um Comitê Executivo, composto pelas instituições: ABPIP, ONIP, FGV Energia, IEE/USP, PHR 33.1, SENAI CIMATEC, PRH 27.1, EnergyC, Até o Último Barril e SPE Seção Bahia-Sergipe.

Os resultados do PROJETO CARO já foram entregues à ANP após mais de nove meses de longos e exaustivos trabalhos. O órgão regulador nacional já conta com todas as matizes dos pensamentos dos participantes do concurso, incluindo suas inovações e inventividades regulatórias, tão necessárias aos novos rumos do setor petrolífero nacional.

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) tem sua atuação focada na eliminação de entraves para proporcionar o melhor desempenho dos operadores independentes e na busca por uma política de incentivo às pequenas e médias empresas produtoras de petróleo e gás natural.

A participação da ABPIP no projeto CARO esteve baseada em dois dos seus princípios: a simplificação e a competitividade. A expertise da associação no encaminhamento de propostas para simplificação regulatória junto aos órgãos setoriais, bem como a identificação dos principais desafios que tangem o setor de petróleo e gás contribuíram fortemente para o desenvolvimento do projeto CARO. Além disso, a ABPIP buscou colaborar na elaboração de um arcabouço regulatório proporcional ao tamanho e aos desafios de cada ambiente no país, visando estimular a competitividade e trazer valor econômico para a atividade de

exploração e produção em campos terrestres, o que certamente irá afetar seu corpo de associados – que é composto majoritariamente por empresas atuantes no ambiente onshore.

Nesse sentido, a atividade da ABPIP no Comitê Executivo do projeto CARO foi de suma importância para a associação, sendo um verdadeiro estímulo para buscar outras iniciativas que visem promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras.

A FGV Energia, Centro de Estudos de Energia da Fundação Getúlio Vargas, terceira maior think tank do mundo, tem, dentre suas atividades, fomentar a redução da assimetria de informação e a capilaridade do conhecimento. Nesse sentido, no contexto energético nacional, a instituição funciona como uma caixa de ressonância dos principais problemas, e busca dar-lhes sugestões de soluções junto à administração pública Federal, em especial no que concerne à formulação de políticas públicas e desenvolve pesquisas, estudos e análises no setor energético, auxiliando organizações públicas, privadas e do terceiro setor na avaliação de investimentos e aplicações de recursos energéticos de maneira sustentável.

O papel da FGV Energia no Projeto CARO foi o de auxiliar na condução das discussões do projeto e nas articulações com os interlocutores, por meio do seu quadro de experts, e sua ciência acumulada, produzindo conhecimento de elevada qualidade e rigor acadêmico.

A Universidade de São Paulo tem assumido papel fundamental em atividades de pesquisa, ensino e extensão nos âmbitos da Energia e Ciências Ambientais, incluindo Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sobretudo, nos discursos pertinentes ao aprimoramento de instrumentos regulatórios com vistas a maximizar o potencial dos recursos naturais brasileiros sempre com toda cautela para a preservação e conservação do meio ambiente. Neste sentido, o Instituto de Energia e Ambiente (IEE), do Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH 33.1) e do Research Center for Gas Innovation (RCGI), da Universidade de São Paulo (USP), participou do Projeto “CARO” (Campo Adequadamente Regulado), visando contribuir para a flexibilização e simplificação regulatória do ambiente onshore de exploração e produção de petróleo e gás natural no país.

O SENAI CIMATEC, em parceria com empresas do segmento de petróleo e gás, tem realizado fortes investimentos em infraestrutura de padrão mundial e na formação de pessoal especializado (engenheiros, mestres e doutores) para inovar com soluções disruptivas em prol do desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro. Projetos relevantes foram realizados por esta Instituição, abrindo caminho para consolidar *know-how* e desenvolver atividades de pesquisa e inovação para a cadeia produtiva de petróleo e gás, tanto em processos do *upstream* como no *downstream*, aplicando de forma eficiente recursos da cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) que constam dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural das empresas operadoras com a ANP.

Na formação de pessoal cabe destacar o PRH 27.1 do SENAI CIMATEC, estabelecido no âmbito do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP, o qual vem se caracterizando como um difusor de conhecimento e de formação de pessoal qualificado para atuar no setor de petróleo, gás e biocombustíveis. Sua ênfase de atuação envolve “Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível”, e traz consigo toda a experiência do SENAI CIMATEC em desenvolver projetos para este setor.

Sensibilizado com os desafios da indústria de petróleo e gás natural em produzir de forma sustentável nos campos maduros do onshore brasileiro onde os volumes são cada vez mais reduzidos e os teores de água e sedimentos são crescentes o SENAI CIMATEC uniu esforços com os parceiros já mencionados na concepção e implementação do projeto CARO. A contribuição do SENAI CIMATEC agregou a integração entre formação acadêmica e inovação industrial, incorporada na essência do PRH-ANP 27.1, permitindo um melhor direcionamento das linhas de pesquisas voltadas para a área de Regulação da indústria de óleo e gás, bem como reacendeu o apoio a trabalhos com foco no aumento da produtividade em campos maduros.

A EnergyC é um *hub* jovem de comunicação, soluções e conexões do setor energético brasileiro que atua no desenvolvimento lideranças, projetos e eventos, de forma inclusiva, disruptiva, alinhados aos princípios de preocupação ambiental, social e de governança.

Para a EnergyC, a participação no projeto CARO foi de suma importância para motivar os jovens a apresentarem suas propostas e mostrarem sua potencialidade ao setor de petróleo e gás, proporcionando o acesso aos espaços de diálogo e decisões, bem como a interação com profissionais mais experientes. Dessa forma, a EnergyC conta com o poder colaborativo, criativo e dinâmico desses jovens para buscar soluções não apenas para a formulação de uma regulação adequada e proporcional para a exploração e produção de petróleo e gás natural em campos maduros e marginais no Brasil, mas também para contribuir com a construção do futuro do setor.

O Até o Último Barril (AUB) nasceu com o propósito de aproximar os jovens do distante mercado de trabalho no Brasil, sendo um catalisador para a redução do desemprego jovem através da transformação do setor energético brasileiro. A participação no Projeto CARO consolida a visão da equipe do AUB pois proporcionou que jovens apresentassem suas propostas de flexibilização e evolução regulatória na indústria de petróleo onshore e colocassem em prática todos os conhecimentos adquiridos na faculdade e no início de suas trajetórias profissionais.

A participação no Comitê Executivo do Projeto CARO foi também muito valiosa internamente para a equipe do Até o Último Barril pois, dentre os membros, quatro atuam em operadoras independentes no *onshore* brasileiro. A proporcionalidade regulatória, objetivo principal proposto pelo Projeto CARO, é de grande interesse para

pequenas e médias operadoras independentes no Brasil e não poderia ter uma temática mais atualizada considerando o avanço do desinvestimento da Petrobras e a entrada de novos *players* no mercado de óleo e gás brasileiro.

O capítulo estudantil da SPE UFRN, por intermédio da sessão Bahia/Sergipe é uma organização sem fins lucrativos cuja missão é coletar, trocar e disseminar conhecimentos relacionados à indústria do petróleo nas regiões norte e nordeste do Brasil. Para isto, a sociedade reúne profissionais do setor de petróleo e gás, cientistas, professores e, essencialmente, alunos que contribuem, voluntariamente, com este compartilhamento de informações. Através da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), é possível manter-se atualizado a respeito das últimas tecnologias, desenvolver *networking* e manter contato com a indústria.

No cenário atual, as iniciativas jovens são de grande importância para o melhor desenvolvimento do *onshore* brasileiro. Sejam elas por intermédio de pesquisas científicas, soluções inovadoras ou até como ponte de contato entre a indústria e a academia. Contribuir para o crescimento do *onshore* brasileiro irá impactar tanto pequenas empresas operadoras em campos de petróleo maduros quanto na criação de novos empregos e mão de obra especializada.

A adoção de boas práticas relacionadas à adequação da regulação aplicada para objetivos definidos, em cada segmento, é recomendada e proporciona um ambiente competitivo, em que

se estabelecem condições viáveis de entrada para novos operadores, de aumento do investimento, de geração de riqueza e de benefício socioeconômico no desenvolvimento das atividades relacionadas.

Nesse sentido, a proposta do projeto CARO é incentivar e reconhecer os melhores trabalhos que estabeleçam medidas para simplificar e flexibilizar exigências regulatórias e/ou adequar o arcabouço regulatório existente ao tamanho e aos desafios do ambiente *onshore* no país, visando trazer valor econômico para a atividade de exploração e produção em campos terrestres. O segmento *onshore* de óleo & gás brasileiro possui um enorme potencial produtivo devido à elevada ordem de grandeza das reservas provadas de petróleo e gás natural, respectivamente, 458 milhões de barris e 77 bilhões de m³ das diversas bacias sedimentares terrestres, sendo que muitas se encontram em estágio avançado de maturidade, enquanto outras ainda permanecem pouco exploradas e sua grande maioria sem nenhuma atividade exploratória.

A motivação do projeto está alicerçada na importante fase de transição no ambiente *onshore* a partir da política de desinvestimentos da Petrobras com a venda de campos que não despertam mais o interesse da estatal. Com a saída do operador dominante, observa-se a criação de um mercado com novos agentes econômicos - de menor porte que o antecessor; trazendo pluralidade, diversidade e dinamicidade, o que certamente muito irá contribuir para o desenvolvimento regional no país.

Desse modo, para garantir um ambiente de múltiplos atores, trazendo novas empresas e investimentos para o mercado de óleo e gás em terra, se faz necessário adequar a regulação existente de modo a incentivar que esse cenário se realize de forma mais célere e efetiva.

Simplificar e flexibilizar o arcabouço regulatório aplicado às operações desses campos onshore, no território brasileiro, tem como maior motivação a possibilidade de atribuir maior competitividade e, assim, atrair mais investimentos. O que se tem como consequência é o melhor uso dos recursos naturais disponíveis para aumentar a oferta de emprego e renda à população do seu entorno.

Além disso, o projeto CARO tem também o objetivo de despertar jovens estudantes, profissionais da indústria, pesquisadores acadêmicos e estudiosos que tenham interesse nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural de concessões terrestres no Brasil para contribuir na formulação de uma regulação adequada para os campos onshore, compartilhando ideias e soluções inovadoras. É importante destacar que o mercado atual é bastante diferente do mercado de quando a regulação, ora em vigor, foi implementada. Hoje é necessário se ter a visão mais inclusiva de que o mercado é um aliado e que todos os segmentos da cadeia: governo, empresas, prestadores de serviços, academia, estão do mesmo lado: o lado da abertura, do desenvolvimento, da atração de investimentos, de emprego, de arrecadação e de redução de interferência política no

setor. Há aqui, nessas propostas expostas, uma chance de deixar um legado expressivo consistente com uma nova agenda regulatória, repetindo: adequada, proporcional e equilibrada.

Isso posto, o Projeto CARO abriu espaço para acadêmicos, pesquisadores, educadores, profissionais de diversas áreas do conhecimento do setor de óleo e gás para que possam divulgar seus trabalhos baseados em investigação científica, compartilhar relatos de experiências e aportar conhecimentos inovadores à área petrolífera.

Buscando a disseminação do conhecimento, a redução de assimetria de informação e o espraio da ciência para o bem público, o Comitê Executivo do CARO convidou o público ligado ao setor de P&G à submissão de artigos que tratem dos principais entraves do segmento energético nacional, dentro dos temas: (i) os principais gargalos para o mercado de gás - análise das propostas e das lacunas existentes; (ii) os principais desafios e propostas para o E&P no ambiente de campos maduros do offshore pós-sal; e (iii) a nova regulação brasileira de descomissionamento – pontos de melhorias em comparação a modelos internacionais.

Nesse sentido, o trabalho que aqui se apresenta consubstancia esse esforço público de disseminação do conhecimento por meio dos trabalhos recebidos. O primeiro trabalho, Comparações entre Modelos Internacionais e a Estrutura Regulatória Brasileira do Descomissionamento Offshore, demonstra, por meio de uma pesquisa bibliográfica, 16 medidas regulatórias de desco-

missionamento, das quais cinco encontram-se integralmente contempladas na resolução brasileira. O trabalho dos autores levaram a conclusão de que há espaço na estrutura regulatória brasileira para avanços e melhorias em linha com os principais modelos internacionais.

No trabalho seguinte, A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural no Brasil, à luz dos Casos Internacionais, aponta práticas e ações a serem desenvolvidas para promover a concorrência e o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro com base nas experiências internacionais. Na sequência, o terceiro trabalho desse compêndio Aperfeiçoamento Regulatório das Normas de Descomissionamento e a Possibilidade de Reutilização da Infraestrutura para Armazenamento Geológico de CO₂, os autores dialogam com tecnologias de captura, utilização e armazenamento de CO₂, que são essenciais para a descarbonização dos setores energético e industrial em escala global, bem como estratégicos para a indústria petrolífera brasileira.

No quarto trabalho desse Caderno, O Desafio Tributário para o Comercializado de Gás Natural Acessar um Consumidor Livre no Estado de São Paulo, a autora destaca que os impactos tributários não devem ser ignorados na regulamentação do Novo Mercado de Gás (NMG). Além disso, destaca também o essencial papel das agências reguladoras estaduais, que devem zelar pela harmonização com a legislação federal, bem como, com os objetivos maiores a serem alcançados pelo mercado.

No trabalho seguinte, Transição Energética: gás natural, o cenário normativo fiscal está endereçado para grandes investimentos? Breves reflexões fiscais sobre o novo mercado de gás natural e seus desafios, o autor alerta para que a tributação sobre o gás natural seja revista, pois sem mudanças no sistema tributário os custos de agência podem frustrar o interesse social de propiciar inclusão do suprimento do gás natural sob preços favoráveis, no contexto do Novo Mercado do Gás brasileiro e da transição energética ora em curso.

Por fim, o último artigo, Royalties de Petróleo e Campos Maduros: Incidência Adequada, o autor coloca que os campos maduros são campos em declínio da produção cuja economicidade, muitas vezes, não condiz com os interesses de grandes empresas, mas que podem interessar para operadoras de pequeno e médio porte, e para que sigam despertando esse interesse, se faz necessário criar incentivos para que a continuidade da operação seja estimulada, sob pena da riqueza jamais ser monetizada.

Boa leitura.

ABPIP

Até o Último Barril

FGV Energia

IEE/USP - PRH 33.1

EnergyC/ABPIP

SENAI CIMATEC/PRH 27.1

ONIP/SENAI CIMATEC

SPE UFRN

1

CAPÍTULO

Comparações entre modelos internacionais e a estrutura regulatória brasileira do descomissionamento offshore

Kaio Thomaz¹,
Júlia Fernandes²
e Alvim Borges³

Resumo: Instalações offshore de exploração e produção de petróleo são descomissionadas no momento em que atingem o fim da vida produtiva. Surge então a necessidade de leis e regulamentos para elaboração do descomissionamento de forma a atender aos requisitos ambientais e técnicos. Este artigo tem o objetivo de comparar a Resolução ANP n° 817/2020, que dispõe sobre o descomissionamento de instalações de petróleo, com a estrutura regulatória de outros cinco países. Por meio de uma pesquisa bibliográfica, foram elencadas 16 medidas, das quais cinco encontram-se integralmente contempladas na resolução brasileira. Logo, conclui-se que há espaço na estrutura regulatória brasileira para avanços e melhorias em linha com os principais modelos internacionais.

Palavras-chave: Descomissionamento; Regulamentação; Instalações offshore

Comparisons between international models and the Brazilian regulatory framework for offshore decommissioning

Abstract: Offshore oil & gas installations are decommissioned when it reaches the end of productive life. Then there is a need for laws and regulations to perform decommissioning in order to meet environmental and technical requirements. This paper aims to compare ANP Resolution No. 817/2020, which provides for the decommissioning of oil installations, with the regulatory framework of five other countries. Through a bibliographic research, 16 measures were listed, of which five are fully covered in the Brazilian resolution. Therefore, it is concluded that there is room in the Brazilian regulatory framework for advances and improvements in line with the main international models.

Keywords: Decommissioning; Regulation; Offshore Installations;

1. Universidade Federal do Espírito Santo, E-mail: kaio.thomaz@edu.ufes.br;

2. Universidade Federal do Espírito Santo, E-mail: julia.f.santana@edu.ufes.br;

3. Universidade Federal do Espírito Santo, E-mail: alvim@pobox.com;

1. INTRODUÇÃO

Desde a primeira instalação *offshore* de exploração e produção de petróleo, em 1920, diversas instalações desse tipo foram construídas, chegando-se atualmente a mais de 12 mil no mundo ^{[1][2]}. Considerando o ciclo de vida médio de 20 a 25 anos, muitas já deixaram de ser ativos e se transformaram em passivos que, por sua vez, precisam ser adequadamente descomissionados, em consonância com os dispositivos regulatórios vigentes. Cabe lembrar que as instalações marítimas contemplam poços, linhas, equipamentos e instalações utilizadas em testes de longa duração da fase de exploração e unidades de produção de petróleo ^[3].

O descomissionamento representa o último estágio do ciclo de vida das instalações *offshore* de exploração e produção de petróleo, sendo definido como o conjunto das atividades relacionadas ao término de operação das instalações, que incluem: o abandono e tamponamento dos poços, a remoção de estruturas, a destinação adequada dos materiais, resíduos e rejeitos e a recuperação ambiental da área ^[4]. O momento em que se inicia o descomissionamento está ligado a fatores predominantemente econômicos e regulatórios, tais como: despesa com reparo e manutenção; custo operacional com as instalações; introdução de tecnologia inovadora; tamanho da reserva de óleo e gás; valor de comercialização da *commodity* e requisitos regulatórios específicos ^{[4][5][6]}.

Considerando as consequências e impactos que o descomissionamento dessas instalações pos-

sui sobre o meio ambiente, navegação, pesca e sociedade, várias regulamentações internacionais foram elaboradas. É o caso da Convenção de Genebra, de 1958, que trata do abandono de instalações *offshore* de óleo e gás; Convenção de Londres, de 1972, e MARPOL, de 1973, que estabelecem a prevenção da poluição marinha por alijamento de resíduos e outras matérias. Além da Convenção da Basileia, de 1989, que regula o movimento transfronteiriço de resíduos perigosos e das diretrizes da International Maritime Organization (IMO), como a IMO A.672 que orienta a remoção de instalações *offshore* ^[7].

O aumento no número de instalações a serem descomissionadas torna questionável a garantia de equilíbrio entre a economia, sociedade e meio ambiente, isto é, o tripé da sustentabilidade proposto por Elkington ^[8]. Assim, o estabelecimento dos 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável, propostos pela Organização das Nações Unidas, insere a responsabilidade social corporativa no mundo empresarial. No caso da atividade petrolífera *offshore*, esses objetivos sinalizam aspectos importantes a serem considerados para o estabelecimento de um descomissionamento sustentável.

A exemplo do Direito Ambiental Internacional, tema contido na declaração de Estocolmo e nas agendas da ECO92 e Rio+20, não é possível incluir em uma única regulamentação todas as questões legais que emanam do processo de descomissionamento de instalações *offshore* de exploração e produção de petróleo ^[6]. Deste modo, questões que evocam princípios ambien-

tais, sociais e econômicos relacionados à atividade encontram-se distribuídas entre diversos instrumentos legais e normativos, nacionais e internacionais. Para Enemo et al ^[9] e Fam et al [10], o Princípio do Poluidor Pagador, por exemplo, aplica-se ao descomissionamento de instalações *offshore* de exploração e produção de petróleo uma vez que o beneficiário que explorou e obteve lucro com o beneficiamento do petróleo deve assumir a responsabilidade pelo descomissionamento. No Brasil, a Lei nº 12.305/2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, poderia contemplar princípios da Convenção de Londres [7], caso abordasse os resíduos presentes no ambiente marinho.

Atualmente, países como Reino Unido, Estados Unidos, Noruega, Austrália, Tailândia e Brasil estão se esforçando para a internalização e modernização das normas internacionais inerentes à atividade de descomissionamento [1] [10]. Todavia, apesar do estabelecimento de regulamentações, vários autores destacam que um longo caminho ainda deve ser trilhado nas discussões sobre meio ambiente e sociedade, uma vez que esse tema está longe da sua completude e orientação eficiente para todos os cenários possíveis do descomissionamento *offshore* [4] [5] [11]. Nesse sentido, esta pesquisa proporciona um debate para o desenvolvimento sustentável das operações de descomissionamento de instalações *offshore* de exploração e produção de petróleo no Brasil, com o objetivo de verificar a aderência da resolução ANP nº 817/2020 às boas práticas encontradas nas estruturas regulatórias de países como Austrália, Estados Unidos, Noruega, Reino Unido e Tailândia.

2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para estabelecer o estado da arte no que diz respeito ao arcabouço regulatório internacional do descomissionamento de instalações *offshore* de exploração e produção de petróleo, foram buscados artigos dos últimos cinco anos no portal de periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) com títulos que atendessem à seguinte *string*: (legal OR regulat* OR regulation*) AND decommissioning AND (offshore OR oil OR gas). Como resultado, o mecanismo de busca retornou quatro artigos: [1] que aborda o descomissionamento na Austrália; [9] que propõe uma estrutura legal para a atividade de descomissionamento na Nigéria; [10] que revisa a regulamentação de Estados Unidos (EUA), Malásia, Noruega, Reino Unido e Tailândia; [12] que discute aspectos regulatórios sobre descomissionamento de poços na Rússia. Como critério de qualidade, ressalta-se que todos os artigos selecionados pertencem a periódicos revisados por pares.

Após a leitura integral dos documentos selecionados, um levantamento com proposições para um sistema regulatório robusto foi realizado a partir de exemplos já implementados em dispositivos regulatórios de outros países, bem como a partir das sugestões dos autores dos respectivos artigos. Essas medidas foram confrontadas com a Resolução ANP nº 817/2020, a fim de verificar se as proposições contidas na literatura sobre os modelos internacionais estão implementadas na resolução. A partir da análise bibliográfica, a escolha dos países Austrália, Estados Unidos, Noruega,

Reino Unido e Tailândia para compor as proposições (reunidas na Tabela 1) baseou-se na experiência em descomissionamentos de instalações *offshore* e na robustez das regulações de cada país em comparação ao cenário brasileiro. Deste modo, os modelos regulatórios atuais de Rússia, Malásia e Nigéria foram desconsiderados no levantamento em questão, pois esses países não possuem experiência e robustez regulatória compatível com os demais países abordados nos artigos resultantes da pesquisa bibliográfica, o que inviabiliza a contribuição segundo a temática proposta nesse estudo.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Enemo et al ^[9] propõem sete diretrizes necessárias para a criação de uma legislação nacional adequada para o descomissionamento de instalações petrolíferas na Nigéria. Dentre as proposições dos autores, destaca-se a necessidade de criação de um fundo voltado para o financiamento de todo o processo de descomissionamento. Já Sidortsov e Gavrilina ^[12] cuidam de discutir a necessidade de superar as barreiras regulatórias sobre descomissionamento de poços de petróleo na Rússia, alertando para o grave problema de poços que não foram adequadamente descomissionados. Segundo os autores, a enorme incerteza sobre a quantidade de poços nessa situação e a escassez de dados sobre o estado dos poços abandonados podem produzir, no curto prazo, resultados catastróficos para a sociedade. Para superar os desafios regu-

latórios elencados ao longo do texto, os autores recomendam uma série de medidas necessárias para modernizar o sistema legal russo.

O trabalho de Chandler et al ^[1] analisa o caso da Austrália que, assim como o Brasil, está em processo de definição do seu arcabouço regulatório sobre o descomissionamento. Dentre os diversos aspectos relacionados à estrutura regulatória australiana, chama atenção a necessidade de os operadores apresentarem um plano de descomissionamento antes do início do desenvolvimento do campo. Conforme apontado na Tabela 1, a Resolução ANP nº 817/2020, de maneira semelhante, obriga a submissão do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) conceitual em até 60 dias após o fim do contrato de exploração, antes que a operadora inicie o desenvolvimento do campo ^[3].

Todavia, é no artigo de Fam et al ^[10] que reside o maior número de contribuições para a análise aqui desenvolvida. Ao pontuarem os aspectos positivos das estruturas regulatórias de países como Estados Unidos, Noruega, Reino Unido e Tailândia, os autores detalham as soluções mais robustas para vários itens que compõem a atividade de descomissionamento *offshore*. Após a confrontação dessas medidas com o disposto na Resolução ANP nº 817/2020, verifica-se que cinco das dezesseis proposições listadas na Tabela 1 estão integralmente atendidas em termos regulatórios. Deste modo, fica claro que há espaço na estrutura regulatória brasileira para avanços e melhorias em linha com as melhores práticas internacionais.

Tabela 1 – Pontos de melhoria para o sistema regulatório brasileiro frente aos modelos internacionais.

Itens	Proposições de Modelos Internacionais	País [Referência]	Implementado?	Estado atual na Resolução ANP 817/2020
Preparação	Exigência de um plano inicial para o descomissionamento antes mesmo do desenvolvimento do campo.	Austrália SIM [1]	SIM	O PDI conceitual na fase de exploração deve ser submetido antes do desenvolvimento do campo (art. 10).
	Prazo de submissão do programa de descomissionamento atrelado às condições econômicas que engatilham o término de operação, como o percentual de recuperação das reservas.	Taiilândia NÃO [10]	NÃO	Os prazos de submissão dos PDIs independem do fator de recuperação. PDI conceitual (Art 11); PDI executivo (Art 25).
	Previsão de descomissionamento em lote e estabelecimento de polos de desmantelamento de estruturas	Reino Unido [10]	NÃO	A resolução 817 não contempla essa possibilidade.
	Sistema de informações centralizadas com o mapeamento dos dutos e equipamentos submarinos residuais	Reino Unido [10]	NÃO	A ANP reúne informações gerais sobre os descomissionamentos em um painel online e disponível à sociedade, entretanto não dispõe de mapeamento dos dutos e equipamentos submarinos.
Tamponamento e abandono de poços	Profundidade de corte das estruturas abaixo do assoalho marítimo são deixados sob responsabilidade do operador para atendimento às condições de segurança. Isso permite uma análise do ambiente marítimo para estabelecimento da profundidade de corte. Do mesmo modo as barreiras de tamponamento devem ser colocadas numa profundidade que garanta a segurança futura.	Noruega e Reino Unido [10]	SIM	A resolução estabelece as distâncias e profundidades a serem atendidas no ato da remoção de estruturas. (Anexo I - 3.4 (a), (b), (c); 3.10.1.). Entretanto, o item 3.5 do Anexo I admite o não atendimento das medidas prescritas mediante justificativa via análise comparativa.
Dutos e equipamentos submarinos	Fundo estatal que fornece subsídio para o custeio da remoção de dutos submarinos (isso foi feito em 2000 na Noruega para prevenir emaranhamento de dutos). No Reino Unido, o BEIS participa do programa de monitoramento dos dutos deixados no local.	Noruega e Reino Unido [10]	NÃO	Não há especificado na resolução 817 um fundo financeiro para abatimento de possíveis custos do financiamento. Além disso, os custos são de responsabilidade exclusiva do contratado (art. 6) Entretanto está em elaboração pela ANP uma resolução específica sobre garantias financeiras.

Estruturas e facilidades	Atrear ao peso da estrutura à possibilidade de ser deixada no local.	Noruega e Reino Unido [10]	NÃO	A resolução 817 não contempla essa possibilidade.
Reutilização	Plano Nacional de Recifes Artificiais que fornece um detalhamento e especificações técnicas para a utilização das estruturas como recifes artificiais.	EUA [10]	PARCIAL	A resolução 817 não contempla essa possibilidade. (Anexo I - 3.1). Entretanto, a Instrução Normativa 28 do IBAMA aborda a questão dos recifes artificiais.
Padrões de Segurança	Noruega e Reino Unido exigem 'Acknowledgment of Compliance' e 'Safety Case', respectivamente, baseados num regime de metas, deixando ao operador a responsabilidade de garantir que seu sistema de gestão é seguro o suficiente.	Noruega e Reino Unido [10]	SIM	A resolução estabelece que o contratado deve dispor de um sistema de gestão de responsabilidade social e sustentabilidade (art 5). Além disso, o contratado precisa apresentar um Estudo de Análise de Riscos até 90 dias antes da execução do descomissionamento (Anexo I, item 2.2).
Pos descomissionamento	O Reino Unido é mais específico nas exigências, sendo que o relatório final deve ser entregue com 4 meses após o término dos serviços offshore.	Reino Unido [10]	SIM	A resolução estipula um prazo de 180 dias após a execução do descomissionamento para a entrega do Relatório de Descomissionamento (Art 34).
Validação por terceiros (Auditoria Externa)	Exigência de auditoria externa não apenas nas pesquisas pós descomissionamento e nas estimativas de custos, mas em diversas etapas do processo como na elaboração do estudo de impacto ambiental, verificação das reservas, estimativa de custos validada a cada 3 anos, etc.	Tailândia [10]	NÃO	A resolução 817 não aborda essa possibilidade.
Responsabilidades Futuras	Transferência de responsabilidades financeiras com uma estrutura de pagamento associada às responsabilidades estimadas.	Noruega [10]	NÃO	O art 55 prevê a transferência de responsabilidade quando o futuro contratado reaproveita os bens reversíveis. Entretanto, a resolução 817 não dispõe especificamente sobre um sistema de garantias/responsabilidades financeiras. Esse assunto deverá ser tratado em uma resolução específica já em elaboração pela ANP.
Avaliação de Impacto	No Reino Unido, diversos <i>stakeholders</i> são listados para a consulta e participação na Avaliação de Impactos Ambientais.	Reino Unido [10]	NÃO	O art 14 prevê a realização de escrutínio público, entretanto a resolução não especifica os <i>stakeholders</i> que necessitam ser envolvidos no processo.

Segurança Financeira	O Reino Unido possui o sistema mais robusto nesse aspecto, tendo instituído a Oil & Gas Authority como um órgão regulador independente com poderes de requisitar dados, participar de reuniões e impor sanções às empresas, objetivando garantir máximo fator de recuperação e o andamento satisfatório das atividades de descomissionamento. A fiscalização da condição financeira da empresa e a definição clara da necessidade de seguro financeiro é um ponto estratégico na composição de uma estrutura robusta.	Reino Unido [10]	SIM	A ANP, como reguladora do setor de combustíveis, possui poderes de requisitar dados (Art 63) e impor sanções (Art 36) durante o descomissionamento. A questão das garantias financeiras será tratada em uma resolução específica já em elaboração pela ANP. Entretanto, até a entrada em vigor da referida resolução, a ANP conduzirá a avaliação do PDI, conforme Anexo II – item 1 da Resolução 817.
Fundo de risco residual	Considerando que a maioria dos dutos submarinos são descomissionados <i>in situ</i> , sugere-se a criação de um fundo que receba subsídios desde o início da operação de um empreendimento, sendo ajustado durante a fase de produção mediante a coleta de novas informações dos dutos descomissionados <i>in situ</i> e baseado na frequência de intervenções necessárias.	Noruega [10]	NÃO	A resolução não aborda essa possibilidade. Esse assunto deverá ser tratado em uma resolução específica já em elaboração pela ANP.
Fundo de descomissionamento	Estabelecimento de um fundo de descomissionamento para plataformas antigas, para as quais não havia escopo de descomissionamento e não estavam claras tais obrigações para o operador ou governo.	[9] [10]	NÃO	A resolução não aborda essa possibilidade. Esse assunto deverá ser tratado em uma resolução específica já em elaboração pela ANP.

Fonte: Elaborado pelos autores (2021) com base em [1], [9] e [10].

Digna de nota é a ausência de tratativa sobre a utilização de estruturas como recifes artificiais na Resolução ANP nº 817/2020, sendo que esse é um assunto bastante recorrente nos fóruns ambientais sobre o descomissionamento. Conforme apontado na Tabela 1, entretanto, a estrutura regulatória brasileira aborda essa questão por meio do instrumento normativo nº 28 do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (IBAMA), que entrou em vigor em fevereiro de 2021. Ademais, uma nova resolução que trata especificamente sobre garan-

tias financeiras para o descomissionamento está em elaboração pela ANP (ainda sob a forma de minuta, encontra-se anexada à Nota Técnica nº 171/2020 da ANP). Ressalta-se, portanto, a potencial robustez que essa futura resolução poderá conferir ao sistema regulatório brasileiro do descomissionamento, haja vista quase metade das proposições não implementadas e listadas na Tabela 1 relacionam-se às garantias e instrumentos que asseguram o descomissionamento de instalações *offshore* de exploração e produção petróleo.

Constata-se ainda que o Brasil tem adotado um modelo predominantemente prescritivo ao regular a atividade de descomissionamento, enquanto em países como Reino Unido e Noruega, predomina um sistema regulatório normativo, baseado em metas. Essa diferença de concepção pode estar associada à maior experiência dos referidos países no que tange à atividade de descomissionamento em comparação com o caso brasileiro. Em contrapartida, o aprendizado com os casos internacionais permite antever e dirimir situações problemáticas como, por exemplo, a ingerência sobre os poços abandonados na Rússia^[12], o caso do descomissionamento da plataforma Brent Spar no Mar do Norte e os elevados custos assumidos pela Malásia em decorrência de uma regulamentação deficitária sobre o descomissionamento^[9].

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

São incontestáveis os avanços em termos de segurança regulatória introduzidos pela Resolução ANP nº 817/2020. O desenvolvimento sustentável da atividade de descomissionamento não poderia ocorrer sem o estabelecimento de regras claras por parte dos entes reguladores. A submissão simultânea de um único PDI às três principais instituições que regulam o descomissionamento *offshore*, ANP, IBAMA e Marinha, representa um interessante avanço em relação aos procedimentos burocráticos encarados por operadores do setor petrolífero no Brasil. Além disso, os prazos estipulados na referida resolução garantem ao mercado uma adequada previsibilidade das operações, o que pode viabilizar oportunidades no âmbito da indústria nacional nos mais diversos setores capazes de fornecer produtos e serviços

para as atividades de descomissionamento.

Entretanto, a partir dos resultados desta pesquisa, fica evidente que há espaço para melhorias quando se compara a atual estrutura regulatória do descomissionamento no Brasil com a de outros países, em particular, Noruega e Reino Unido. Com base na Tabela 1, afora aquelas medidas que serão eventualmente abordadas na resolução vindoura sobre garantias financeiras, contribuiriam para uma maior robustez regulatória:

- a. A possibilidade de descomissionamento em lote, com vistas à redução dos custos da atividade;
- b. O estabelecimento pelo regulador de um sistema central de informações detalhadas e acessíveis aos atores do descomissionamento;
- c. Um detalhamento mais explícito da possibilidade de flexibilização dos prazos e das alternativas ao caso base de remoção total a partir de informações técnicas, tais como o peso das estruturas e o fator de recuperação do reservatório;
- d. Uma determinação mais clara dos *stakeholders* nos processos decisórios sobre as opções de descomissionamento.

Por fim, importa salientar que os tomadores de decisão não devem prescindir de uma análise caso a caso, haja vista questões ambientais, sociais e econômicas podem eventualmente ser suscitadas, sem que haja uma prescrição regulatória adequada. Assim, para além das recomendações supramencionadas, um amplo engajamento dos *stakeholders* pode ser a saída mais adequada para mediar situações não previstas na estrutura regulatória durante o processo de descomissionamento.

REFERÊNCIAS

- 1 CHANDLER, J. et al. Engineering and legal considerations for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in Australia. *Ocean Engineering*, [s. l.], v. 131, p. 338–347, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.oceaneng.2016.12.030>
- 2 GERRETSEN, I. The new use for abandoned oil rigs. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://www.bbc.com/future/article/20210126-the-richest-human-made-marine-habitats-in-the-world>
- 3 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Resolução ANP N° 817, 24 de Abril de 2020.
- 4 BULL, A. S.; LOVE, M. S. Worldwide oil and gas platform decommissioning: a review of practices and reefing options. *Ocean and Coastal Management*, [s. l.], v. 168, n. September 2018, p. 274–306, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2018.10.024>. Acesso em: 5 jul. 2019.
- 5 DELGADO, F.; MOURA, R.; FRANÇA, M. Descomissionamento offshore no Brasil: oportunidades, desafios & soluções. [s.l: s.n.]. Cadernos FGV Energia, 2021.
- 6 SUJAUDDIN, M. et al. Characterization of ship breaking industry in Bangladesh. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, [s. l.], v. 17, p. 72–83, 2015.
- 7 KOWARSKI, C. B.; DE SOUZA, M. I. L.; DE SOUZA, R. B. Decommissioning in Brazil: legal aspects of a technical analysis. *The Journal of World Energy Law & Business*, [s. l.], n. November, p. 440–448, 2019.
- 8 ELKINGTON, J. Partnerships from cannibals with forks: The triple bottom line of 21st-century business. *Environmental Quality Management*, p. 37-51, 1998.
- 9 ENEMO, I. P. et al. Proposing a legal framework for decommissioning of oil and gas installation in Nigeria. *Commonwealth Law Bulletin*, [s. l.], v. 45, n. 2, p. 211–230, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/03050718.2019.1690532>
- 10 FAM, M. L. et al. A review of offshore decommissioning regulations in five countries - strengths and weaknesses, Elsevier Ltd, 2018.
- 11 FOWLER, A. M. et al. The ecology of infrastructure decommissioning in the North Sea: what we need to know and how to achieve it. *ICES Journal of Marine Science*, [s. l.], v. 77, n. 3, p. 1109– 1126, 2020.
- 12 SIDORTSOV, R.; GAVRILINA, E. When foundation matters: Overcoming legal and regulatory barriers to oil and gas well decommissioning in Russia. *Journal of World Energy Law and Business*, [s. l.], v. 11, n. 3, p. 209–219, 2018.

2

CAPÍTULO

A promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil à luz dos casos internacionais

Manuel Victor Martins de Matos¹
e Edmar Luiz Fagundes de Almeida²

Resumo: O trabalho tem o objetivo de apontar práticas e ações a serem desenvolvidas para promover a concorrência e o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro com base nas experiências internacionais. O mercado de gás no país vive a expectativa por reformas de liberalização e desverticalização e a ANP está propondo um modelo para a organização do mercado, sendo fundamental desenvolver um novo desenho de mercado e regulações capazes de promover a demanda, investimentos, infraestruturas e preços competitivos. As experiências internacionais do processo de implementação do mercado concorrencial podem indicar um caminho estratégico para o caso brasileiro. Foi possível concluir que as instituições e empresas envolvidas precisam alinhar interesses e criar um ambiente de negócios inclusivo, eficiente, interativo e dinâmico.

Palavras-Chaves: Gás Natural; Promoção da Concorrência; Reforma de Mercado.

The promotion of competition in the Brazilian natural gas industry in light of international cases

Abstract: This paper aims to point out practices and actions to be developed to promote competition and development of the Brazilian natural gas market based on international experiences. The Brazilian gas market is expecting liberalization and deverticalization reforms. ANP is proposing a model for the organization of the market and it is essential to develop a new market design and regulations capable of promoting demand, investments, infrastructure, and competitive prices. The international experiences of the competitive market implementation process may indicate a strategic path for the Brazilian case. The work shows that the institutions and companies involved need to align interests and create an inclusive, efficient, interactive and dynamic business environment.

Keywords: Natural Gas; Promotion of Competition; Market Reform.

1. E-mail: manuelvictormatos@gmail.com;

2. Instituição/Empresa: Instituto de Economia da UFRJ, E-mail: edmar@ie.ufrj.br;

1. INTRODUÇÃO

A indústria brasileira de gás natural vive um período de reestruturação regulatória com o intuito de fomentar o mercado e reduzir as implicações negativas da concentração de mercado. A Nova Lei do Gás permite a ampliação de agentes estabelecendo o livre acesso de terceiros às infraestruturas, proibindo a atuação em diferentes elos da cadeia por representantes de empresas de distribuição e transporte e possibilitando a contratação por entrada e saída e a integração da rede de gasodutos. A expectativa é que isso possa, na prática, quebrar barreiras à entrada gerando incentivos às empresas para investir e competir por ganhos de mercado e preços menores aos consumidores.

A oferta e demanda da *commodity* tem espaço para expansão no Brasil. O relatório “Gás para o desenvolvimento” do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) mostra que existe perspectivas de investimentos e potencial na viabilização da produção no Pré-Sal e em oportunidades de negócios, especialmente, com o segmento industrial, termelétrico e veicular ^[1]. Além disso, sinaliza a importância de um marco regulatório que sirva de alicerce para a formação de um mercado mais aberto, dinâmico e competitivo.

Um passo importante do processo de reforma da indústria de gás nacional é pensar e estudar como o Brasil pode desenvolver um mercado atacadista de gás, tendo em conta as condições atuais de organização do mercado e das infraestruturas de

transporte e distribuição. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) trabalha em uma proposta de modelo de organização de mercado ^[2] e realizou, entre 2020 e 2021, consultas públicas para receber contribuições dos interessados. Os esforços da agência foram na direção de um modelo com os seguintes alicerces: livre acesso ao sistema de transporte para favorecer a multiplicidade de agentes; transparência na formação dos preços; promoção da liquidez da oferta; e uniformização de regras, produtos e prazos de funcionamento dos mercados organizados passando segurança e previsibilidade aos envolvidos.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é indicar quais práticas e ações, à luz das principais experiências internacionais, poderiam ser desenvolvidas para promover a concorrência na indústria de gás natural brasileira. A partir da década de 1990, vários países criaram modelos regulatórios caracterizados pela atração de investimentos privados e separação entre os segmentos (*unbundling*) marcados por monopólio natural. A implementação da concorrência e a liberalização do mercado de gás são condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, através de inovações comerciais e contratuais capazes de ampliar mercados e criar novos agentes.

Uma oportunidade clara é o surgimento de um mercado secundário de molécula e capacidade de transporte de gás derivado, principalmente, da comercialização do gás e do serviço de transporte não consumido por grandes consumidores com contratos longos ^[3]. A redução dos

custos de transação em um mercado com muitos atores e liquidez é parte fundamental para garantir a comercialização dos produtos.

2. PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS

O presente estudo utiliza como método a pesquisa bibliográfica através de uma busca por referências relativas ao desenvolvimento de pontos de negociação e comercialização (*hubs*) de gás nos EUA, Argentina e Europa para embasar a avaliação do conjunto de práticas internacionais capazes de promover o desenvolvimento dos mercados do produto. É importante destacar que apesar dos casos de *hubs* asiáticos (ex.: Japan Korea Marker) mostrarem avanços significativos, estes são recentes e ainda estão se consolidando.

A ideia é apresentar as melhores práticas internacionais de organização e desenho de mercado que visam fomentar a competição entre os agentes econômicos interessados nos negócios. Posteriormente, isso subsidia a sugestão de propostas, levando em consideração as especificidades do caso brasileiro, com o intuito de ampliar a comercialização da *commodity* nos elos da cadeia da indústria.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O Brasil se encontra na fase inicial de mercado não-concorrencial e direciona esforços para implementar a liberalização do mercado

de gás com o objetivo de promover a concorrência e de desenvolver um mercado de curto prazo e spot. Ainda é preciso ultrapassar questões como: aprovação da nova Lei do Gás estabelecendo regras claras e criando condições de investimento em infraestruturas necessárias; aplicar uma agenda regulatória provendo previsibilidade ao processo de desenvolvimento de mercado; criação de incentivos nos Estados e harmonização das regulações estaduais; e prover um adequado modelo tributário.

3.1. PRINCIPAIS PRÁTICAS INTERNACIONAIS PARA O FOMENTO DA CONCORRÊNCIA

A análise dos países que foram bem sucedidos no desenvolvimento do mercado competitivo de gás mostra a promoção de reformas que abarcaram as seguintes etapas: i) separação dos elos da cadeia do gás; ii) promoção da diversidade da oferta de gás; iii) liberalização do mercado final de gás; iv) o acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás; e, finalmente, o desenho dos mercados atacadistas para molécula e para capacidade de transporte.

- i) As regras de separação dos elos são fundamentais pois garantem a operação do sistema de transporte, distribuição e das infraestruturas em condições de mercado isonômicas, de modo independente e evitando a vantagem competitiva de um agente com os ganhos de escala da verticalização do negócio ^[4, 5].

A separação do serviço de transporte e distribuição pode ser total, onde a prestadora

do serviço de transporte não tem participação financeira, patrimonial ou jurídica com as demais empresas dos outros segmentos e não há interesse em privilegiar algum carregador do sistema (caso do Reino Unido e Holanda ^[6]). Existem também, outros arranjos parciais onde são permitidas a atuação cruzada e implementadas regras e limites que podem ser na contratação e/ou participação (caso da Argentina). Uma ação comum é o regulador emitir um certificado de independência do transportador.

- ii) A presença de um ator dominante na oferta de gás inibe as medidas regulatórias de introdução de concorrência e é necessária uma reforma estrutural para induzir o mínimo de competição ^[7, 8, 9]. O fim do monopólio estatal e a alienação de ativos ocorreu na Argentina e em diversos países europeus como Reino Unido, Espanha e Itália.

Um contexto de grande concentração restringe o potencial de trocas de gás no mercado de ajuste e secundário de gás e transporte, sendo fundamental avançar na diversidade da oferta ^[3]. Na Itália e no Reino Unido, o sucesso do desenvolvimento dos mercados de gás só foi possível com a imposição de limitações na participação das empresas produtoras.

- iii) A abertura do mercado final é justificada pela redução da dependência da demanda dos agentes finais e de situações de condutas oportunistas ^[3]. O incentivo à entrada de novos agentes de mercado e um grau de abertura maior, tende a promover a liquidez. Inicialmente, os grandes consumidores de gás

são peças chave na engrenagem que possibilita o desenvolvimento de um mercado de gás acessível a diversos agentes interessados. Em 2003, a Europa estabeleceu uma meta progressiva de liberalização do mercado final que se encerrou em 2007.

- iv) O acoplamento dos mercados de transporte e *commodity* por meio da formatação e padronização de contratos de comercialização reduz os custos de transação das empresas, mas exigem algumas iniciativas para manter o equilíbrio do sistema de transporte e facilitar as trocas no mercado de gás e capacidade. No caso holandês, a possibilidade de negociação e transferência de titularidade antes do gás deixar a rede fez com que os contratos de transporte e capacidade fossem negociados e assinados de forma conjunta ^[6].

As principais iniciativas passam pela implementação de metodologia tarifária de entrada e saída ^[3], ^[10] permitindo a venda da capacidade de entrada no sistema de transporte; a integração dos serviços de transporte, estabelecimento de regras de balanceamento do sistema ^[11]; a criação de um mercado de ajuste para o sistema de transporte e um secundário de gás e capacidade e o desenvolvimento de um código de rede entre os usuários ^[11]. Uma forma eficiente e ágil de integrar os mercados e o sistema de transporte é a criação de um hub virtual, garantindo o controle e o acesso ao sistema de transporte e o volume de transações comerciais. O quadro 1 resume o perfil dos mercados de países selecionados.

Quadro 1. Resumo dos atributos dos mercados de gás em países selecionados

Atributo	Estados Unidos	Reino Unido	Holanda	Argentina
<i>Unbundling</i>	Participações cruzadas permitidas	Separação total do transportador	Separação total do transportador	Participações cruzadas permitidas
Liberalização do mercado final	Todos os consumidores em alguns estados e grandes consumidores em todos os estados	Todos os consumidores	Todos os consumidores	Grandes consumidores
Metodologia tarifária transporte	Postal dentro dos Hubs. Por distância fora dos hubs	Entrada-Saída	Entrada-Saída	Por distância
Tipo de hub	Físico (entroncamento de gasodutos)	Virtual (NBP)	Virtual (TTF)	Não existe um hub. O comércio é realizado nos pontos físicos de injeção do sistema de transporte
Operador do Hub	Transportadores	Transportadora National Grid	Transportadora Gasunie	
Operador mercado spot	Plataformas eletrônicas, Nymex e ICE	ICE Futures	ICE ENDEX	Bolsa de Comercio de Buenos Aires
Mercado futuro e derivativos	Henry Hub	NBP	TTF	-

3.2. PROPOSTAS PARA O CASO DO MERCADO DE GÁS BRASILEIRO

A ANP é a responsável pela nova regulamentação que tratará da organização e atribuições dos agentes do mercado de gás e disponibiliza para consulta pública o documento “Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento” ^[2] apontando que é necessário traçar um “caminho para a maturidade”.

Esse caminho foi seguido por mercados atacadistas europeus ^[12, 13] e, inicialmente, refere-se à abertura, desverticalização, transparência de preços, negociações bilaterais e volumes comercializados. A fase posterior de desenvolvimento consiste em negociações em mercado de balcão e bolsa, operações à vista e a termo, regras de balanceamento e contratos padronizados. A fase final é caracterizada pela liquidez e concorrência com a possibilidade de negócios no mercado futuro e entrada de agentes financeiros.

Os principais aspectos abordados no documento fazem referência à consolidação dos pontos de negociação com efetiva concorrência e liquidez. Basicamente, a ANP propõe a organização e desenho do mercado com as seguintes características:

- A criação de uma entidade administradora do mercado com a função de habilitar comercializadores, definir produtos padronizados, gerir a plataforma de negociação e as ofertas de compra e venda e garantir o sigilo de fluxos de informações e a divulgação de preços de referência e volumes transacionados.
- É necessário que o balanceamento do sistema de transporte ocorra em prazos menores para possibilitar a venda da molécula dentro do mesmo dia ou dia seguinte.
- A integração de áreas de mercado no futuro seria facilitada pela uniformização das regras. Os sistemas de transporte podem conter mais de uma área de mercado e as áreas terão gestores, responsáveis pela coordenação dos transportadores nessa área. Os custos de gestão devem ser absorvidos pelos respectivos transportadores.
- O gestor da área deve divulgar a capacidade e tarifas de transporte da área, submeter planos de expansão à ANP e apresentar o plano de contingência e os códigos de redes. A transparência e coordenação dessas informações evita ações discriminatórias e facilita o ajuste rápido do balanceamento do sistema.
- As regras de balanceamento precisam equilibrar as posições de injeção e retirada dos carregadores para minimizar o balanceamento residual do transportador e garantir a integri-

dade do sistema de transporte. Os produtos de curto prazo auxiliam na busca pelo equilíbrio dos portfólios dos carregadores.

- O Ponto Virtual de Negociação (VPN) tem a vantagem de separar as contratações de capacidade, de concentrar as transações e de ampliar a liquidez quando o modelo de tarifação é de entrada e saída. O operador do VPN deve ser independente e cooperar com o gestor da área de mercado.
- Os desafios intrínsecos da implementação do modelo têm relação com ferramentas informacionais de suporte, tratamento tributário, adaptação contratual e a transição para o mercado integrado.

Como é possível notar, o “caminho para a maturidade” é longo e diz respeito, especialmente, aos pontos tratados na seção 3.1. Desta forma, o desafio é realizar e implementar reformas estruturais e regulatórias adaptadas ao contexto atual do mercado brasileiro de gás, tendo em paralelo um novo desenho de mercado em desenvolvimento. Baseado na identificação dessas lacunas e no documento da ANP, algumas propostas são apresentadas:

- Agenda regulatória incluindo a certificação de independência das transportadoras; as normas de acesso de terminais de regaseificação, unidades de tratamento de gás e gasodutos de escoamento; e a regulação técnica dos gasodutos de transporte, os diferenciando dos gasodutos de distribuição.
- Implementação do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) prevendo que a Petrobras

não compre de produtores independentes e de mecanismos de redução da concentração da oferta de gás por metas de participação no mercado.

- Desenvolvimento do arcabouço regulatório e de modelos de negócios que permitam o desenvolvimento de projetos de estocagem de gás no Brasil.
- Permitir provisoriamente que a Petrobras ofereça serviços de flexibilidade para estimular e acelerar novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.
- Estabelecimento de medidas de harmonização das regulações estaduais e federais, de modo que os estados promovam reformas no elo de distribuição de gás. A Resolução nº 16 /2020 do Conselho Nacional de Política Energética incentiva a regulação sobre consumidores livres, autoprodutores e importadores; a criação e/ou capacitação de agência reguladora estadual de gás natural autônoma; e a privatização das distribuidoras.
- Definição clara da competência regulatória do governo federal e estadual alinhando entendimentos sobre autorizações de atuação no mercado atacadista e varejista. Isso é fundamental na institucionalização do desenho de mercado para garantir a liquidez e a presença de grandes consumidores livres.
- Criação de um ou mais pontos virtuais de negociação para garantir o acoplamento entre o mercado de transporte e da molécula e, consequentemente, promover o mercado spot. Paralelo a isso, com o intuito de prover liquidez e redução do custo de transação, é importante que os códigos de rede do

sistema de transporte permitam que o balanceamento das injeções e retiradas do sistema de transporte ocorram via comercialização de gás entre carregadores e comercializadores.

- Evitar a sobreposição de atividades entre as diferentes instituições, atentando para a diferenciação de serviços de hub e de negociação de contratos e transações de balcão. O operador do PVN e o gestor do mercado organizado, respectivamente, podem assumir esses serviços.
- Quando não houver integração das áreas das três grandes transportadoras, o operador do VPN pode ser a própria transportadora tendo posse da certificação de independência da ANP. Com a integração esse papel deve ser da gestora de área.
- A Entidade Administradora do Mercado Organizado de gás deve ser uma instituição com competência para a operação de mercado balcão e bolsa.

4. CONCLUSÃO

O trabalho descreveu as principais práticas internacionais e os esforços recentes da ANP para propor ações estratégicas de promoção da concorrência no mercado de gás natural brasileiro. Algumas características verificadas nas experiências estudadas que devem ser perseguidas e mostram a evolução e maturidade do mercado são: liquidez, elevado número de agentes e de transações, baixo custo de transação, independência da transportadora e transparência de preços.

A ANP tem o desafio de desenvolver o desenho e regulação do mercado, alinhando os interesses dos agentes e suas divergências. A criação de um ambiente de negócios com oportunidades para todos agentes, possibilita que a concorrência estimule iniciativas de inovação e investimentos. Isso serve de catalizador do potencial transformador da dinâmica interativa do mercado.

As experiências internacionais, especialmente europeias, sinalizam que o processo para um mercado eficiente de gás precisa seguir algumas etapas e estratégias. O gradual processo de elevação da liquidez depende do aumento do número de consumidores livres e de forne-

cedores. Quanto maior o volume de transações, mais importante é a padronização dos produtos e contratos de modo a reduzir custos de transação e a ampliar a flexibilidade da demanda.

Em etapas futuras, os agentes do mercado liberalizado brasileiro terão um papel no desenvolvimento de inovações técnicas e comerciais. Algumas áreas com necessidade de avanços: a flexibilidade da entrega por parte dos produtores, a variedade de oferta de produtos pelos fornecedores e a oferta de novos serviços e contratos dos transportadores adaptados às exigências dos carregadores. Tendo em paralelo a integração das áreas de mercado que vem sendo proposta.

REFERÊNCIAS

- 1 BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Gás para o desenvolvimento: perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural no Brasil.** Relatório Fevereiro. Rio de Janeiro. 2021.
- 2 ANP. **Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento.** Setembro, 2020.
- 3 ALMEIDA, E. L. F.; COLOMER, M. **Indústria do gás natural fundamentos técnicos e econômicos.** Rio de Janeiro, Synergia Editora, vol.1. p.317. 2013.
- 4 WEIJERMARS, R. Value chain analysis of the natural gas industry: lessons from the US regulatory success and opportunities for Europe. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, nº2. 2010.
- 5 VAZQUEZ, M; AMORIM, L; DUTRA, J. **Development of a competitive natural gas market.** FGV. 2016.
- 6 SCHIPPERUS, O. T; MULDER, M. The effectiveness of policies to transform a gas-exporting country into a gas-transit country: The case of The Netherlands. **Energy Policy**, nº84. 2015.
- 7 CAMPODÓNICO, H. La industria del gas natural y su regulación en América Latina. **REVISTA DE LA CEPAL**. nº 68, 1999.
- 8 NEWBERY, D.M. **Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities.** MIT Press, 2000, ISBN 0-262-14068-3.
- 9 STERN, J. Liberalising and regulating natural gas markets – European experience. **Brazil future energy summit.** Rio de Janeiro, 2018.
- 10 KLOP, M. **Charting the Gaps: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK.** Oxford Institute For Energy Studies, 2009
- 11 HEATHER, P. **Continental European gas hubs: Are they fit for purpose?** The Oxford for Energy Studies. NG 63. 2012.
- 12 HEATHER, P. **The evolution of European traded gas hubs.** The Oxford for Energy Studies. NG 104. 2015.
- 13 HEATHER, P; PETROVICH, B. European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. The Oxford for Energy Studies. **Energy Insight 13.** 2017.

3

CAPÍTULO

Aperfeiçoamento regulatório das normas de descomissionamento e a possibilidade de reutilização da infraestrutura para armazenamento geológico de CO₂

Haline V. Rocha¹,
Isabela M. M. Silva¹,
Thiago L. F. Brito¹
e Vitor E. S. Santos¹

Resumo: *Tecnologias de captura, utilização e armazenamento de CO₂ (do inglês, CCUS) são essenciais para a descarbonização dos setores energético e industrial em escala global e são estratégicos para a indústria petrolífera brasileira, onde campos maduros e depletados podem ser utilizados como reservatórios de CO₂. Este estudo discute possibilidades de inserção de tecnologias CCUS na regulação do setor petrolífero brasileiro, de forma a promover tais tecnologias de baixo carbono e modernizar o setor. Como resultado, identificamos sinergias entre as atividades de descomissionamento de instalações e o armazenamento geológico de CO₂, através da possibilidade de campos em oferta permanente e/ou em fase inicial de descomissionamento serem ofertados para esta finalidade. Dessa forma, a menção às tecnologias CCUS na Resolução 817/2020 sobre o descomissionamento pode promover e incentivar tais atividades no Brasil.*

Palavras-Chaves: Palavras-Chaves: CCUS; armazenamento geológico de CO₂; descomissionamento; campos maduros e depletados.

1. Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), E-mails: haline@usp.br; isabelamorbach@usp.br; thiagobrito@usp.br; vitorssz@gmail.com.

Regulatory improvement of decommissioning standards and the prospects for reuse of infrastructure for CO₂ geological storage

Abstract: CO₂ capture, utilization and storage (CCUS) technologies are essential for decarbonizing the energy and industrial sectors on a global scale and are strategic for the Brazilian oil industry, where mature and depleted oil fields can be used as CO₂ reservoirs. This study discusses possibilities of inserting CCUS technologies into the Brazilian oil regulation, aiming to promote these low carbon technologies and modernize the sector. As a result, we identified synergies between decommissioning activities of petroleum production facilities and CO₂ geological storage, through the possibility of oil fields under permanent offer contract and/or initial decommissioning stages to be offered for this activity. Therefore, addressing CCUS technologies in the ANP/RES 817/2020 about decommissioning could promote and incentivize these activities in Brazil.

Keywords: CCUS, CO₂ geological storage, decommissioning, depleted and mature oil fields.

1. INTRODUÇÃO

Tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (do inglês *carbon capture, utilization and storage* - CCUS) são essenciais na descarbonização dos setores de energia e industrial em escala global ^[1], e já resultaram em 260 milhões de toneladas de CO₂ armazenadas até o momento ^[2]. Além de seu papel significativo na meta de limitar o aquecimento global em 1,5°C ^[1,3] o CCUS é necessário para atingir metas de descarbonização em países em desenvolvimento, como o Brasil, onde opera como uma tecnologia de transição para uma matriz energética mais sustentável ao fornecer mitigação de CO₂ para o uso continuado de combustíveis fósseis em sua matriz energética.

Embora as tecnologias CCUS só tenham ganhado reconhecimento e se tornado essenciais em 2005 pelo relatório do IPCC, estão em operação há 45 anos e são atualmente implantadas em 51 instalações de grande escala, além de centenas que operam em diferentes estágios de desenvolvimento. Dentre estas, 21 instalações de CCUS operam em escala comercial globalmente e capturam aproximadamente 500 mil toneladas de CO₂ por ano ^[2,4]. No entanto, barreiras comerciais, legais e regulatórias ainda limitam a expansão de projetos de CCUS em escala global.

Além de barreiras regulatórias, também existem questões econômicas associadas à implantação do CCUS, principalmente associadas à ausência de mecanismos de mercado e/ou de taxação

sobre emissões. Nesse sentido, a implementação de CCUS em larga escala depende de diversos fatores, alguns já resolvidos, como o desenvolvimento tecnológico, e outros ainda pendentes, como a viabilidade econômica da atividade, que está diretamente ligada aos aspectos regulatórios, questões ambientais e percepção do público. Tal complexidade tem limitado o progresso na implantação destas tecnologias necessárias para alcançar as metas climáticas ^[1]. Apesar das barreiras mencionadas, estudos prévios indicam que a implantação de tecnologias CCUS é significativamente mais barata em comparação às consequências das mudanças climáticas ^[5,6]. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), há um aumento de custo estimado em 71% para o cumprimento das metas de 2050 sem CCUS [7]. Além disso, o desenvolvimento e a implantação de tecnologias CCUS podem gerar receita por meio da utilização de CO₂.

Analisando o avanço da implementação de CCUS no Brasil, verificamos que embora a atividade seja reconhecida como instrumento válido e disponível para mitigação de CO₂, seu desenvolvimento, assim como seu desenho regulatório, é ainda incipiente e restrito ao offshore brasileiro e ao contexto do Pré-sal ^[8]. Nesse contexto, o Brasil pode se beneficiar desta estratégia exigida mundialmente e investir nesta indústria global emergente de CCUS ^[9]. Além disso, o potencial combinado para mitigar emissões de CO₂ de grandes fontes estacionárias e emissoras, juntamente com as oportunidades

de desenvolvimento econômico, pode ser oportuno para o país até que o armazenamento permanente de CO₂ se torne viável. Entende-se, portanto a importância do esforço de regular a atividade de CCUS, seja através da elaboração de regulação direta das atividades, com objetivo de oferecer o aparato regulatório essencial ao oferecimento de segurança jurídica, seja na identificação de oportunidades de aperfeiçoamento de normas já existentes, criando mais oportunidades de implementação ou mesmo redução dos seus custos, consequentemente estimulando o ganho de eficiência econômica.

2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

No contexto exposto, através de pesquisa bibliográfica, revisão da Resolução ANP 817/2020 e comparação com modelos internacionais de regulação de descomissionamento, identificamos uma janela de oportunidade de aperfeiçoamento regulatório relacionado à possibilidade de reutilização de infraestruturas de exploração de petróleo e gás natural já existentes pelos futuros operadores das atividades de armazenamento geológico de CO₂. Tal aproveitamento pode gerar vantagens econômicas tanto para o operador atual do poço, que terá suas obrigações reduzidas, uma vez que terá obrigação de remover menos instalações. Um futuro operador de armazenamento, por sua vez,

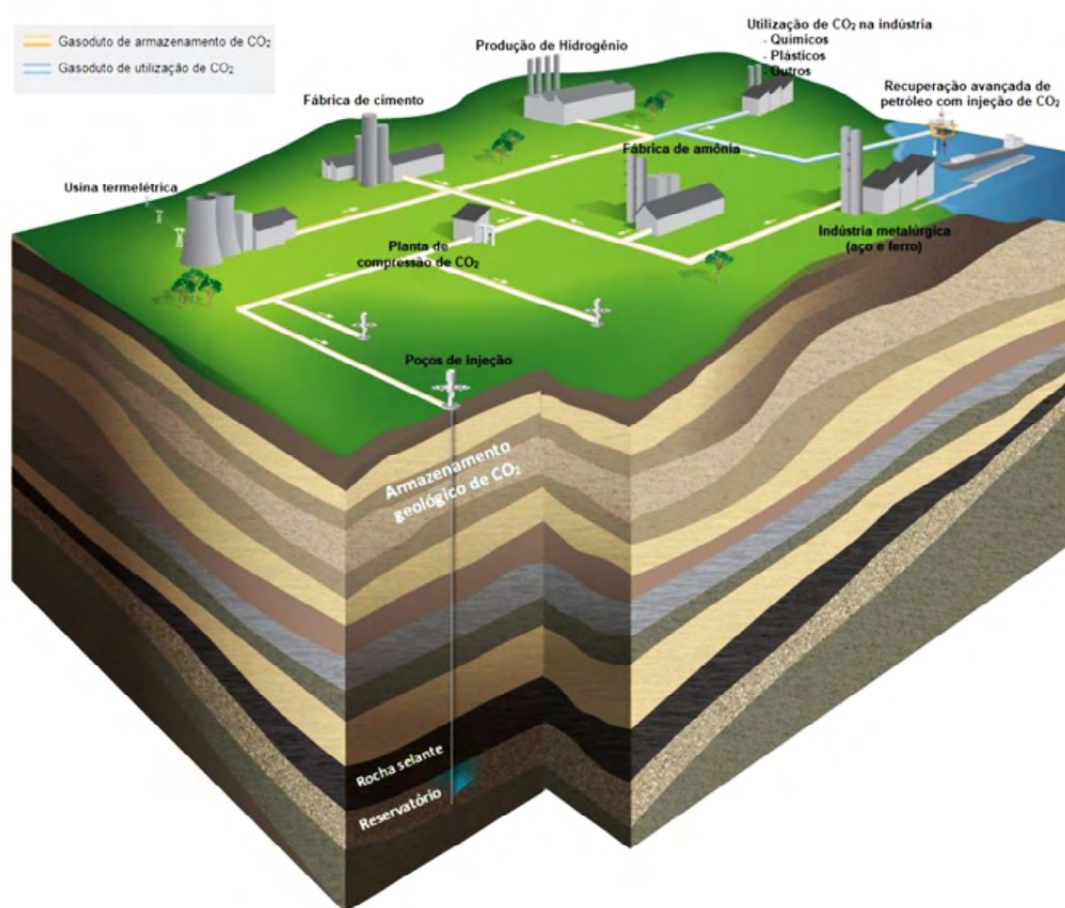
poderá ter seu Capex reduzido, já que se utilizará de infraestrutura prévia.

Assim, o trabalho está organizado da seguinte forma: após esta breve síntese introdutória, serão apresentadas as características gerais da atividade de armazenamento geológico de CO₂ para, então, tratar da possibilidade de armazenamento em campos depletados e/ou maduros de petróleo e gás natural. O item seguinte apresentará brevemente as possibilidades de reutilização de infraestruturas e suas vantagens econômicas. Por fim, a possibilidade jurídica de reaproveitamento de infraestruturas será analisada à luz da regulação atual.

3. TECNOLOGIAS CCUS, ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

Tecnologias CCUS referem-se a um conjunto de processos que objetivam a redução de emissões CO₂. São eles: (i) captura e separação de CO₂ de efluentes gasosos; (ii) transporte de CO₂ através de oleodutos ou navios da instalação de captura para um local de armazenamento ou instalação industrial; (iii) utilização de CO₂ em um serviço e/ou produto de valor econômico; e/ou (iv) armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas ^[1,10], conforme ilustrado na Figura 1.

FIGURA 1. BLOCO DIAGRAMA ILUSTRANDO POSSÍVEIS APLICAÇÕES DE TECNOLOGIAS CCUS. A ILUSTRAÇÃO INCLUI A CAPTURA DE CO₂ A PARTIR DE INDÚSTRIAS EMISSORAS, O TRANSPORTE POR GASODUTOS, POSSÍVEIS ROTAS DE UTILIZAÇÃO DO CO₂ EM PROCESSOS INDUSTRIAIS E, POR FIM, O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO [28].



A utilização de CO₂ é um termo amplo que se refere ao uso direto de CO₂ em processos físicos, como a recuperação avançada de petróleo (EOR), ou ao seu uso indireto como matéria-prima para processos industriais, como na produção de produtos químicos, materiais e combustíveis [11]. A utilização de CO₂ em subsuperfície é geralmente associada à exploração de recursos energéticos, como petróleo e gás natural (CO₂-EOR), além

de energia geotérmica e calor (sistemas geotérmicos aprimorados). Dentre essas tecnologias, CO₂-EOR é a tecnologia mais usada e madura, rotineiramente utilizada pela indústria do petróleo. Mundialmente, a CO₂-EOR pode produzir potencialmente 470 bilhões de barris de petróleo e pode facilitar o armazenamento de 140 bilhões de toneladas de CO₂ [4]. Consequentemente, o CO₂-EOR representa uma via econômica dentro

da cadeia CCUS. No entanto, existem preocupações e incertezas jurídicas associadas ao CO₂-EOR sendo usado para incrementar a produção de petróleo e, compreensivelmente, um debate em torno de ser abordado como uma tecnologia de redução de CO₂ ^[11].

O armazenamento geológico de CO₂ é o segmento da cadeia CCUS que desempenha o papel principal na mitigação de emissões e dos efeitos de mudanças climáticas. Esse papel decorre da capacidade de injetar grandes volumes de CO₂ em reservatórios adequados, por um período geologicamente significativo ^[12]. Por reservatórios adequados entendem-se aqueles que apresentam porosidade e permeabilidade suficientes, vedação satisfatória e ambiente tectônico estável para não comprometer a integridade do local de armazenamento. Os reservatórios devem ser monitorados permanentemente para garantir que o CO₂ permaneça armazenado dentro da formação geológica ^[13,14]. Essas combinações de características são encontradas em sistemas petrolíferos, que incluem reservatórios convencionais (e.g. arenitos e carbonatos) e não convencionais (e.g. estratos de carvão e folhelhos ricos em matéria orgânica). No entanto, é importante destacar que os locais de armazenamento de CO₂ não estão simplesmente associados à ocorrência de uma bacia sedimentar. Ele depende de processos e propriedades geológicas, geoquímicas e petrofísicas, como porosidade, permeabilidade, integridade da rocha selante, injetividade e da dinâmica de fluidos envolvidos no sistema ^[15,16].

A relevância do armazenamento geológico de CO₂ no cenário global já é consolidada, bem como o apoio e promoção de projetos e estudos em CCUS. Por exemplo, as metas globais são estimadas em 10 Gt de redução das emissões de CO₂ por ano até 2050, e isso pode ser alcançado com o armazenamento geológico de CO₂ ^[15], que apesar das ainda poucas instalações de grande escala, já atingiu 97,5 milhões de toneladas de CO₂ armazenado anualmente ^[2].

É importante destacar que o Brasil possui um alto potencial de armazenamento geológico de CO₂ devido à grande ocorrência de bacias sedimentares em seu território - um total de doze bacias prospectivas que cobrem uma área de aproximadamente 12.000.000 km² ^[17], com uma capacidade de armazenamento estimada em 2030 GtCO₂ ^[4]. Além da viabilidade geológica, a maior parte das fontes estacionárias emissores de CO₂, principalmente na região Sudeste do Brasil, estão localizadas no topo dessas bacias sedimentares. Estimativas mostram que as emissões de CO₂ no entorno dessas bacias (em um raio de 300 km) chegam a aproximadamente 368 Mt/ano, das quais 49% são provenientes do setor energético brasileiro ^[17].

Nesse contexto, o Brasil se comprometeu voluntariamente, no Acordo de Paris de 2015, a reduzir 37% de sua emissão de CO₂ até 2025 e a reduzir 43% até 2030, com base nos níveis de 2005. Isso representa a mitigação de 6,2 toneladas de CO₂ equivalente ^[18]. No entanto, o Brasil enfrenta desafios para cumprir essa meta ambi-

ciosa: recessões econômicas profundas e crises políticas dificultam o futuro da ação climática no Brasil. Desde 2018, a flexibilização das políticas nacionais climáticas e ambientais existentes resultou no aumento do desmatamento e, consequentemente, nas emissões cumulativas de CO_2 ^[19,20].

Com o objetivo de superar esses desafios e cumprir o compromisso da NDC Brasil em redução de emissões de CO_2 , as tecnologias CCUS representam uma solução promissora: o sequestro geológico de CO_2 em grande escala pode levar a uma grande redução de CO_2 nos setores de energia e industrial e pode tornar os esforços nacionais de redução de GEE alcançáveis.

4. VIABILIDADE TÉCNICA DE REUTILIZAÇÃO DE INFRAESTRUTURAS E SUAS VANTAGENS ECONÔMICAS

Alguns poços produtores de hidrocarbonetos podem ser reaproveitados para a injeção de CO_2 . No entanto, a viabilidade desse processo deve ser analisada a cada caso. Em termos de viabilidade econômica, o reaproveitamento destes poços é geralmente vantajoso quando comparado à alternativa de novas perfurações. No entanto, a viabilidade técnica do processo de adaptação de poços depende de similaridades entre os projetos de produção de petróleo (ou gás natural) e injeção de CO_2 ^[21]. Transformar um poço produtor em injetor pode levar entre 1 e 3 semanas, enquanto a perfuração de um novo

poço injetor pode levar meses, dependendo do local e profundidade. Para os casos favoráveis, as estruturas de transporte, superfície e do poço precisam ser consideradas.

Os principais meios de transporte de CO_2 são gasodutos, navios e caminhões. Uma vez considerados e mitigados potenciais riscos de corrosão, uma linha de gasoduto para gás natural existente pode ser reutilizada para o transporte de CO_2 em operações onshore. Nesse sentido, o aproveitamento de gasodutos pré-existentes reduzirá substancialmente os custos de construção e de direitos propriedade de uma linha específica para CO_2 ^[22]. Em operações offshore, alguns dutos de óleo e gás mais robustos podem ser aproveitados para levar o CO_2 do continente para a costa ^[27]. No entanto, compressores centrífugos utilizados para o gás natural produzido geralmente não podem ser reutilizados para a injeção do CO_2 pois esse gás é normalmente injetado em estado supercrítico, no qual suas propriedades termodinâmicas são significativamente diferentes ^[23].

As características do reservatório como capacidade (estimativa do espaço poroso disponível, fluído presente, saturação), integridade (estado de fraturamento, conexões com outras formações, estado da rocha selante) e injetividade são determinantes para a alocação ótima de um poço de injeção. Quanto ao poço existente, o tempo em operação e a condição da cimentação e dos revestimentos são os fatores mais limitantes, pois poços antigos tendem a oferecer problemas com corrosão e integridade ^[22]. Em

um poço produtor, os equipamentos da cabeça do poço, a árvore de natal, as seções de revestimento e os equipamentos de fundo do poço são dimensionados com critérios operacionais diferentes daqueles necessários na operação de injeção de CO₂ supercrítico. Portanto, a adaptação de um poço é uma operação mais complexa que uma simples intervenção, podendo levar à troca de equipamentos de completação e da tubulação de produção.

Em termos gerais, a infraestrutura pré-existente em campos produtores de hidrocarbonetos favorece a implantação de tecnologias CCUS, mesmo que a adaptação dessa infraestrutura à injeção de CO₂ seja necessária. Em termos logísticos, o transporte de CO₂ também pode se beneficiar de gasodutos pré-existentes, desde que estes possuam os parâmetros de espessura e vedação necessários para garantir a segurança no processo. No entanto, alternativas como o transporte de CO₂ liquefeito via transporte rodoviário ou marítimo geralmente apresentam maior viabilidade técnica comparativamente.

Nesse sentido, a identificação precoce do potencial para armazenamento geológico de CO₂ favorece sua implantação, podendo inclusive ser considerado no plano de descomissiona-

mento, o qual pode passar a contemplar a permanência destes equipamentos. Por exemplo, países onde tecnologias CCUS são implantadas em ampla escala, e onde consequentemente há um arcabouço regulatório mais desenvolvido nesse sentido (e.g. Reino Unido), é permitido que o operador adie a retirada de infraestrutura perante justificativa para a agência reguladora ^[24]. Diversos testes também são recomendados para a determinação do estado da corrosão do revestimento e a integridade das áreas cimentadas, além de testes de injetividade. Tais práticas podem ser adotadas no caso brasileiro.

5. A POSSIBILIDADE JURÍDICA DE REUTILIZAÇÃO DE INFRAESTRUTURAS PARA OPERAÇÕES DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂

Diante da conjuntura global em que o CCUS passa a figurar como opção real e necessária para contribuir com a mitigação de CO₂, a questão da reutilização de infraestrutura tem se tornado de interesse crescente. Nesse sentido, alguns países já alteraram ou estão em processo de alteração da regulação que trata de descomissionamento, de modo a contemplar a possibilidade de reutilização de infraestrutura.

Um exemplo claro de legislação que não só reconhece, mas prioriza a reutilização de infraestrutura é a do Reino Unido, que prevê a possibilidade de preservação ou reutilização de instalações e oleodutos, sendo as primeiras opções a serem consideradas na elaboração do plano de abandono do poço (S. 29(2B)(a) Petroleum Act).

A reutilização da infraestrutura de hidrocarboneto existente por operadores de CCUS e armazenamento de gás é explicitamente mencionada nas Notas de Orientação sobre o descomissionamento offshore do Reino Unido, que prevê, inclusive, que a autoridade competente desempenha o papel de facilitador na descoberta de oportunidades de reutilização. Em relação à infraestrutura que permanece, se a sua reutilização fizer parte do plano de abandono, o plano deve conter disposições sobre a forma como a infraestrutura será mantida. Vale registrar que além de ter uma estrutura legal que permite a reutilização, o Reino Unido tem uma política específica que visa promover a reutilização da infraestrutura ^[25].

Outro exemplo interessante é do regime norueguês, em que a possibilidade de reutilização da infraestrutura existente é explicitamente permitida, embora a reutilização seja até certo

ponto motivada pela manutenção da produção de hidrocarbonetos o maior tempo possível. Apesar desta priorização, o reaproveitamento para outras atividades, como o CCUS, é possível.

No Brasil, o descomissionamento é a última etapa a ser cumprida pelo Concessionário antes da devolução da área concedida à União. Tradicionalmente, nessa etapa devem ser realizadas a desativação e desinstalação das estruturas usadas para explorar petróleo, conforme determinado no art. 28, §2º da Lei nº 9.478/1997 e art. 32, §2º da Lei nº 12.351/2010.

Tendo em vista o histórico de desenvolvimento da indústria do petróleo e gás no Brasil, cuja expansão só se deu nas últimas décadas, combinadas ao fato de a vigência dos contratos de Concessão de exploração usualmente ser de 30 anos, a experiência brasileira na execução do descomissionamento de poços não é vasta. No entanto, esta realidade vem mudando, uma vez que uma série de contratos estão próximos de seu vencimento ou a exploração de alguns poços deixaram de ser interessantes ao concessionário por razões econômicas. De acordo com o relatório anual de segurança operacional da ANP, entre 2016 e 2019, 153 poços em terra foram abandonados permanentemente no Brasil ^[26].

Atenta a este cenário, a ANP recentemente editou a Resolução 817/2020, que dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências.

O processo de descomissionamento dos campos envolve questões técnicas e econômicas cujas limitações regulatórias impactam a viabilidade e a vida econômica do campo. De acordo com a Resolução 817/2020 da ANP, o descomissionamento de campos terrestres é realizado a partir do Plano de Descomissionamento de Instalações (PDI), o qual deve ser apresentado à ANP até dois anos antes do término das atividades. Além das informações básicas sobre propriedade, geografia, geologia e uso futuro da área em questão, o produtor precisa apresentar o inventário das instalações a serem descomissionadas, considerando equipamentos superficiais (como dutos) e de subsuperfície. Um cronograma também deve ser apresentado para a retirada dos equipamentos de superfície e execução dos projetos de recuperação ambiental, quando necessário.

A Resolução 817/2020 define descomissionamento em seu artigo 2º, inciso VII, da seguinte forma:

VII. descomissionamento de instalações: conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações,

ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área;

Se analisado em conjunto com o demais dispositivos da resolução, extrai-se que o conceito de descomissionamento acima exposto estabelece que para que seja configurado o descomissionamento é necessária a remoção completa de todas as instalações, salvo exceções previstas na própria norma.

Analizadas as hipóteses excepcionais de aproveitamento da infraestrutura previstas na Resolução, nota-se que todas dizem respeito à possibilidade de cessão dos contratos a terceiros (art. 37 da Resolução 817/2020). Isto é, referem-se ao aproveitamento da infraestrutura para prosseguimento da exploração do poço por novo interessado com o objetivo finalístico de aumentar o fator de recuperação da área hipótese. Assim, entre as exceções, não se identificou qualquer indicação da possibilidade de aproveitamento da infraestrutura para outras finalidades que não a exploração e produção de petróleo e gás.

Assim, em uma primeira análise, a consequência lógica das obrigações de descomissionar, nos moldes previstos na Resolução 817/2020, acabam por obrigar o titular do contrato de concessão, caso não existam interessados em dar prosseguimento às atividades de exploração e produção, a executar o descomissionamento integral, retirando toda a infraestrutura e instalações.

6. CONCLUSÕES

Diante da constatação de que a atual regulação da etapa de descomissionamento dos contratos de concessão e exploração de petróleo e gás (Resolução 817/2020) não prevê a possibilidade de reutilização da infraestrutura existente na área de concessão, entende-se que há espaço para aperfeiçoamento da norma no sentido contemplar tal possibilidade. Como referido ao longo deste trabalho, o aproveitamento de parte da infraestrutura já existente agrega eficiência econômica à operação de armazenamento de CO₂ na medida em que reduz o Capex do projeto e também tem potencial para redução do tempo necessário para início da operação.

Nesse sentido, sugere-se a edição da Resolução 817/ANP nos seguintes pontos:

- i. inserção de conceitos e definições de tecnologias CCUS e de CO₂-EOR no Art. 2º - referente a definições estabelecidas na resolução;
- ii. inclusão no Art. 3º - disposições gerais, de complemento acerca da possibilidade de utilização do meio poroso para fins de estocagem e/ou armazenamento de fluidos com a finalidade de evitar o descomissionamento prematuro de instalações;
- iii. inclusão no Art. 4º - disposições gerais, de complemento sobre a possibilidade de atri-

buir outras utilidades à jazidas a serem descomissionadas;

- iv. e/ou inserção de parágrafo único no Capítulo IV (Inclusão de área terrestre sob contrato na fase de produção em processo de licitação), com as informações mencionadas, de forma a tornar a resolução permissiva aos uso de tecnologias CCUS como possibilidade de postergar o descomissionamento e estender a vida útil de campos petrolíferos maduros e/ou marginais.

Vale registrar que a proposta de inserção de tecnologias CCUS na Resolução 817/2020 está de acordo com o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), cujo objetivo é revitalizar a Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural em terra no Brasil, incentivar o desenvolvimento local e regional, e aumentar a competitividade da indústria nacional ^[27]. Além disso, este estudo contribui com o conhecimento acerca de tecnologias CCUS e de suas perspectivas para o Brasil.

7. AGRADECIMENTOS

Este trabalho contou com o apoio de Adrianno Lorenzon e Karen Alves, a quem agradecemos o suporte e colaboração.

REFERÊNCIAS

- [1] IPCC. **Climate Change 2014: Synthesis Report of the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.
- [2] GCCSI. Global CCS Institute. The Global Status of CCS: 2020. Australia. **Global Status Report**, p. 1–44, 2020.
- [3] IPCC. **Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**. [s.l.] Cambridge University Press, 2005.
- [4] GCCSI. The Global Status of CCS: 2019. Targeting Climate Change. **Global Status Report**, p. 1–46, 2019.
- [5] ADELMAN, D. E.; DUNCAN, I. J. The Limits of Liability in Promoting Safe Geologic Sequestration of CO₂. **DELPF**, v. 22, 2011.
- [6] POP, A. The EU Legal Liability Framework for Carbon Capture and Storage: Managing the Risk of Leakage While Encouraging Investment. **The University of Aberdeen**, p. 32–56, 2015.
- [7] IEA. Technology Roadmap: **Carbon Capture and Storage** International Energy Agency., , 2015.
- [8] MACHADO E SILVA, I. M.; COSTA, H. K. M. Os compromissos brasileiros de descarbonização e uma proposta de política nacional. In: COSTA, H. K. DE M. (Ed.). **Transição Energética, Justiça Geracional e Mudanças Climáticas**. 1 ed ed. [s.l.] Lumen Juris, 2020. p. 157–172. 2020.
- [9] ROCHA, H.; COSTA, H. K. DE M. Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) Legal and Regulatory Barriers in Brazil: Lessons from the European Union. In: COSTA, H. K. DE M.; ARLOTA, C. (Eds.). **Carbon Capture and Storage in International Energy Policy and Law**. 1st. ed. [s.l.] Elsevier, 2021.
- [10] BRADSHAW, J. et al. CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 1, n. 1, p. 62–68, Apr. 2007.
- [11] RAMÍREZ, A. Carbon Capture and Utilisation. In: **RSC Energy and Environment Series**. [s.l.: s.n.]. p. 426–446. 2019.
- [12] BACHU, S. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space. **Energy Conversion and Management**, v. 43, n. 1, p. 87–102, Jan. 2002.
- [13] BACHU, S. Legal and regulatory challenges in the implementation of CO₂ geological storage: An Alberta and Canadian perspective. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, n. 2, p. 259–273, 2008.

- [14] BACHU, S. Analysis of gas leakage occurrence along wells in Alberta, Canada, from a GHG perspective – Gas migration outside well casing. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 61, p. 146–154, Jun. 2017.
- [15] KREVOR, S. et al. **An Introduction to Subsurface CO₂ Storage**. In **Carbon Capture and Storage**. [s.l.] The Royal Society of Chemistry, 2019.
- [16] HASZELDINE, S. Getting CO₂ Storage Right – Arithmetically and Politically. In **Carbon Capture and Storage**. **Energy and Environment Series No. 26**. The Royal Society of Chemistry 2020., p. 563–567, 2019.
- [17] KETZER, J. M. et al. **Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage**. [s.l.: s.n.].
- [18] BRAZIL, N. **Nationally Determined Contribution to United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)**, 2015.
- [19] MORGAN, W. T. et al. Non-deforestation drivers of fires are increasingly important sources of aerosol and carbon dioxide emissions across Amazonia. **Scientific Reports**, v. 9, n. 1, p. 16975, 18 Dec. 2019.
- [20] NOBRE, C. A. et al. Land-use and climate change risks in the Amazon and the need of a novel sustainable development paradigm. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 113, n. 39, p. 10759–10768, 27 Sep. 2016.
- [21] BEIS. Re-Use of Oil and Gas Assets for Carbon Capture Usage and Storage Projects. n. July, 2019.
- [22] KUCKSHINRICHS, W.; HAKE, J.-F. **Carbon Capture, Storage and Use**. Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London: Springer International Publishing, 2015.
- [23] DESAI, M. G. Specifying carbon dioxide centrifugal compressor. **SPE Production and Operations**, v. 33, n. 2, p. 313–319, 2018.
- [24] ROGGENKAMP, M. M. Re-using (Nearly) Depleted Oil and Gas Fields in the North Sea for CO₂ Storage: Seizing or Missing a Window of Opportunity? In: BANET, C. (Ed.). **The Law of the Seabed**. Brill | Ni ed. [s.l.: s.n.]. p. 454–480.
- [25] GAZENDAM, J. et al. Legal aspects of reuse of offshore hydrocarbon infrastructure for CCS. **Accelerating Low carbon Industrial Growth through CCUS**, n. 271501, p. 1–60, 2020.
- [26] ANP. RESOLUÇÃO No 817, DE 24 DE ABRIL DE 2020. 2020.
- [27] MME. **REATE 2020 Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres**. [s.l.] Ministério de Minas e Energia, 2019.
- [28] CO₂CRC. Australian Government's Cooperative Research Centre on CO₂ (CO₂CRC). Abril de 2021. About CCUS. Retirado de <https://co2crc.com.au/>.

4

CAPÍTULO

O desafio tributário para o comercializador de gás natural acessar um consumidor livre no estado de são paulo

Katiana Bilda¹
e Marina Cyrino²

Resumo: Os impactos tributários não devem ser ignorados na regulamentação do Novo Mercado de Gás (NMG) cujos objetivos a serem alcançados são (i) melhorar o aproveitamento do gás produzido no país, principalmente offshore; (ii) ampliar o investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural; (iii) aumentar a competição na geração termelétrica a gás e (iv) retomar a competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros. As agências reguladoras estaduais devem zelar pela harmonização com a legislação federal, bem como, com os objetivos maiores a serem alcançados para que não haja impacto tributário adverso no desenho deste novo mercado. Infelizmente, este não parece ter sido o caminho escolhido pela ARSESP que criou barreiras a implementação do NMG para aumentar sua arrecadação.

Palavras-Chaves: NMG; Tributação; Federal; Estadual; Conflito

The promotion of competition in the brazilian natural gas industry in light of international cases

Abstract: Tax impact should not be ignored in the regulation of the New Gas Market (NMG) whose objectives to be achieved are (i) improving the use of gas produced in the country, mainly offshore; (ii) expand investments in natural gas flow, processing, transportation and distribution infrastructure; (iii) increase competition in gas thermoelectric generation and (iv) resume the competitiveness of the industry in its various segments, such as pulp, fertilizers, petrochemicals, steel, glass, ceramics and others. State regulatory agencies must ensure harmonization with federal legislation, as well as with the larger objectives to be achieved so that there is no adverse tax impact on the design of this new market. Unfortunately, this does not seem to have been the path chosen by ARSESP that created barriers to the implementation of the NMG to increase its revenue.

Keywords: NGM; Taxation; Federal; State; Conflict

1. Advogada, E-mail: katianabilda@gmail.com

2. Advogada, E-mail: macyrino@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

O mercado de gás no Brasil vem buscando uma abertura alavancada pelas descobertas e aumento de produção nos últimos anos.³ Não é coincidência que o governo federal tenha adotado a criação de um Novo Mercado de Gás (NMG)⁴ como uma de suas bandeiras para o desenvolvimento do país. A criação de um ambiente mais competitivo demandava clara segregação entre as atividades de comercialização e a de distribuição de gás natural. A confusão entre estas atividades, que atraem competências regulatórias distintas, é tida como uma das causas do alto preço de gás natural para grandes consumidores, denominados neste NMG de consumidores livres. A atividade de distribuição de gás natural, prevista no artigo 25 da Constituição Federal, depende de

concessão dos estados e é exercida por agentes regulados pelo ente estatal no fornecimento de gás na respectiva área de concessão. As distribuidoras, até a Lei do Gás de 2009, eram os únicos agentes autorizados a venda de gás diretamente a consumidores finais.

Com a abertura do mercado de gás, ficou previsto que determinados consumidores de gás, com características de consumo a serem definidas por legislação estadual, poderiam adquirir o gás diretamente de agente comercializadores, sem precisar comprar da distribuidora. Nesses casos, o consumidor livre deverá pagar uma taxa à distribuidora pelo serviço de movimentação do gás no seu sistema de distribuição, mas a compra da molécula do gás será de um agente comercializador.

3. Nesse sentido: “Atualmente, o gás natural vem deixando a condição de coadjuvante do petróleo e gradativamente assume crescente participação como combustível na matriz energética mundial. Em diversos países, tais como os Estados Unidos, Canadá, Argentina, Rússia, Itália, França, Espanha, Japão, onde o gás natural já é consagrado pelo seu uso, diversas aplicações foram desenvolvidas, bem como as frequentes pesquisas visando à otimização dos sistemas atuais e descobertas de novas tecnologias. O início da utilização do gás natural no Brasil se deu por volta de 1940, quando houve as descobertas de óleo e gás na Bahia. A disponibilidade de gás natural impulsionou a participação deste combustível na matriz energética nacional e, naquela ocasião, o gás natural era distribuído diretamente pela Petrobrás para 11 indústrias. Até a década de 1980, a Bahia tinha um papel destacado a nível nacional, pois era o primeiro estado em produção e consumo do energético, até o advento da Bacia de Campos, onde as reservas provadas quadruplicaram elevando a utilização do gás natural na matriz energética do país”. (SOUSA, Eduardo F. de. Gás natural: energia, meio-ambiente, desenvolvimento e externalidades. Revista Brasileira de Energia, v. 18, n.89, p. 89-100, 2012).

4. Nesse sentido, em 24 de junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução 16 que cria diretrizes e indica aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. As principais diretrizes estabelecidas na Resolução 16 são relativas à transição para um novo mercado de gás natural, com a atuação de vários agentes, para a criação de um modelo concorrencial de mercado. A referida resolução decorre de trabalho elaborado pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, coordenado pelo MME, também composto pelo Ministério da Economia, pela ANP, pela EPE e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Novo mercado de gás: propostas para o mercado brasileiro de gás natural. (Nota Técnica, 10 jun. 2019). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/2.+Relat%C3%B3rio+Comit%C3%AA+de+Promo%C3%A7%C3%A3o+da+Concorr%C3%Aancia+vfinal+10jun19.pdf/abc69bfa-2f55-4c8c-b6be-192c9e715541>>. Acesso em: 30 de março de 2021)

A atividade de comercialização é desvinculada da atividade de distribuição no caso de compra do gás por um consumidor livre.

Ambas as leis 9.478/1997 ("Lei do Petróleo") e 14.134/21 que sucedeu a 11.909/09 ("Lei do Gás") estabelecem a competência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") para autorizar e regular a atividade de comercialização de gás natural. Desta forma, a competência das agências estaduais se resume a distribuição de gás canalizado e, residualmente, comercialização para consumidores de menor porte.

Todavia, a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) editou a Deliberação 1.061/2020 estabelecendo, entre outras, a exigência de autorização dela para que seja exercida a atividade de comercialização de gás natural no estado. Outro requisito criado foi a vinculação da concessão da autorização de comercialização a uma inscrição estadual paulista do agente comercializador autorizado pela ANP, ou seja, a obrigatoriedade de atuar através de uma filial localizada no estado de São Paulo (ESP). Estas exigências potencialmente

aumentarão o número de contribuintes da taxa de fiscalização da ARSESP.

Desta forma, através da Deliberação ARSESP 1.061/2020 o agente comercializador que queira acessar algum ponto da malha de distribuição do ESP para entregar gás natural a um consumidor livre paulista⁵, precisará ter uma filial no estado. Esta exigência significa uma ruptura com o fluxo contratual estabelecido para a indústria de gás natural que foi adotado com o intuito de possibilitar a emissão dos documentos fiscais pela utilização de estruturas compartilhadas. O desenho das operações e a consequente carga tributária serão alterados. Isto impacta diretamente no custo do suprimento do gás que é repassado na cadeia.

O presente artigo traz uma breve análise da validade da regulação da atividade de comercialização de gás natural no ESP. Para tanto, é dividido em quatro partes (i) regulação da atividade de comercialização pelo ESP; (ii) competência da regulação da atividade de comercialização de gás natural; (iii) invalidade da regulação estadual e aumento da carga tributária e (iv) considerações finais.

5. A Lei 14.134/2021 traz o conceito de consumidor livre. Alguns estados, como São Paulo, ao regular o conceito no âmbito estadual, utiliza o termo "usuário livre" no lugar de "consumidor livre", conforme se verifica dos artigos 1 e 2 da Deliberação ARSEP 1061/2020: "Art. 1º Estabelecer as condições da prestação dos Serviços de Distribuição aos Usuários Livres, Usuários Parcialmente Livres, Autoprodutores ou Autoimportadores, e a atividade de Comercialização de Gás Canalizado no Estado de São Paulo. (...)

A Art. 2º Para os efeitos desta Deliberação são adotadas as seguintes definições: (...)

A XVII - Usuário Livre: Consumidor em condições de celebrar Contrato de Compra e Venda de Gás e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição; e

A XVIII - Usuário Parcialmente Livre: Unidade usuária que possua contratação simultânea no Mercado Livre e no Mercado Regulado." ARSESP 1.061/2020).

2. REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL PELO ESTADO DE SÃO PAULO

A ARSESP⁶ foi criada pela Lei Complementar 1.025/2007. Para a manutenção dos custos da agência, a referida lei autoriza a ARSESP a cobrar taxa de regulação, controle e fiscalização, tendo como fato gerador o desempenho da atividade de regulação, controle e fiscalização da ARSESP e terá como sujeitos passivos os prestadores de serviços de gás canalizado, os comercializadores de gás natural, bem como

outros agentes que dependam de concessão ou permissão da ARSESP para a sua atuação no ESP.⁷

Em 2011, com a regulação do consumidor livre pela Deliberação ARSESP 231/2011, a ARSESP estabeleceu a cobrança da taxa de fiscalização de agentes comercializadores, aplicando a alíquota de 0,5% sobre o faturamento anual obtido com a atividade de comercialização de gás natural no ESP,⁸ conforme estabelecido na lei complementar 1.025/2007.⁹ Outros estados se espelharam na ARSESP como o estado do Rio de Janeiro¹⁰

6. A ARSESP substituiu a Comissão de Serviços Públicos de Energias – CSPE, conforme artigo 1 da Lei Complementar do Estado de São Paulo 1.025/2007:

“Artigo 1º - A Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, criada pela Lei Complementar nº 833, de 17 de outubro de 1997, fica transformada em Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, como autarquia de regime especial, com personalidade de direito público, vinculada à Secretaria de Estado de Saneamento e Energia, com sede e foro na cidade de São Paulo, passando a reger-se por esta lei complementar. Parágrafo único - O regime jurídico da ARSESP caracteriza-se por independência decisória, autonomia administrativa, orçamentária e financeira, mandato fixo e estabilidade de seus diretores e demais condições que tornem efetiva sua autonomia no âmbito da Administração Pública.”

7. Lei Complementar 1.025/2007:

“Artigo 29 - A taxa de regulação, controle e fiscalização tem como fato gerador o desempenho da atividade de regulação, controle e fiscalização da ARSESP e terá como sujeitos passivos:

I - os prestadores de serviços de gás canalizado ou os que, em virtude de concessão, permissão ou autorização comercializem gás canalizado; (...).”

8. Deliberação ARSESP 231/2011

“Art. 6º - Será devido à ARSESP, conforme disciplina específica, Taxa de Fiscalização e Controle sobre a COMERCIALIZAÇÃO, de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) do faturamento anual diretamente obtido com a atividade de COMERCIALIZAÇÃO, subtraídos os valores dos tributos incidentes sobre o mesmo, nos termos da Lei Complementar nº 1025, de 07 de dezembro de 2007, e do Decreto Estadual nº 52.455, de 7 de dezembro de 2007.”

9. Lei Complementar 1.025/2007:

“Artigo 30 - A taxa de regulação, controle e fiscalização será determinada pelo volume de atividades da ARSESP relativas ao prestador, calculada pelo porte de suas operações.

§ 1º - A taxa será de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) do faturamento anual diretamente obtido com a prestação do serviço, subtraídos os valores dos tributos incidentes sobre o mesmo. (...)”

10. No estado do Rio de Janeiro, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

abriu a consulta pública Consulta Pública 03/2021 – Processo Regulatório nº SEI-220007/002147/2020, para que os interessados apresentem comentários ao projeto de regulação sobre Condições Gerais da Atuação do Comercializador.

No âmbito do projeto, há previsão de taxa para fiscalização da atividade de comercialização e exigência de filial no estado.

e outros deixaram a possibilidade de criação de referida taxa, como o estado de Pernambuco¹¹.

A Deliberação ARSESP 1.061/2020, ao regular no âmbito estadual a atuação de comercializador de gás natural, manteve a cobrança da referida taxa de fiscalização. Ademais, a Deliberação ARSESP 1.061/2020 estabeleceu que, para atuar na comercialização de gás natural para consumidores livres no estado, a entidade deverá ter inscrição estadual no ESP e solicitar autorização à ARSESP.¹²

O Ministério da Economia (ME) foi vocal em sua Nota Técnica SEI nº 37506/2020/ME¹³ elaborada no bojo da consulta pública n. 10/20 que precedeu a publicação da Deliberação 1.061/20, na qual reconheceu a competência da ARSESP na regulação sobre a atividade de comercialização desde

que limitada ao serviço local de distribuição, não alcançando o consumidor livre¹⁴. Igualmente, pontuou que as exigências postas na minuta poderiam constituir-se barreira à entrada no mercado. Destacou ainda que a falta da Análise de Impacto Regulatório (AIR) do novo instrumento regulatório proposto pela ARSESP. Opiniou pela não aprovação da minuta até que os pontos mencionados na nota fossem retificados.

A Consultoria Jurídica (CJ) da ARSESP, por sua vez, durante o processo da consulta proferiu o parecer CJ/ARSESP nº 85/2020¹⁵ assumindo que a legislação estava para mudar, mas até tal evento ou julgamento da ACO 3.269 pelo Supremo Tribunal Federal (STF) seria mantida o entendimento de que “os serviços previstos no art. 122, parágrafo único da Constituição Estadual¹ abrangem

11. No estado de Pernambuco, a Lei 15.900/2016 prevê o pagamento de taxa de fiscalização pelo comercializador de gás no estado, mas ainda aguarda regulação da atividade de fiscalização, conforme art. 55, §§ 3 e 5:

“Art. 55. A atividade de comercialização fica sujeita à fiscalização pela ARPE, que abrangerá o acompanhamento e o controle das ações do comercializador, nas áreas administrativa, contábil, comercial, econômica e financeira, podendo ser estabelecidas diretrizes de procedimento ou ainda serem sustadas ações ou procedimentos que se considerem incompatíveis com as exigências da atividade. (...)§ 3º A fiscalização de que trata o caput será regulamentada por resolução da ARPE. (...)”

12. Deliberação ARSESP 1.061/2020:

“Art. 11. A ARSESP emitirá, a pedido do interessado, Autorização de Comercializador.

§ 1º. Os documentos necessários à obtenção da Autorização de Comercializador são:

III. prova de inscrição no cadastro de contribuintes Federal, Estadual e Municipal, constando atividade econômica relativa à Comercialização de Gás Canalizado; (...)

XII. comprovação de sede ou de filial da pessoa jurídica estabelecida no Estado de São Paulo, por meio de registro na Junta Comercial do Estado de São Paulo (JUCESP), devidamente protocolado. ”

13. Nota Técnica SEI nº 37506/2020/ME Disponível em <http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/consultas-publicas.aspx> e acessada em 30 de março de 2021

14. Lei 14.134/21, art 3º: (...)

“XIV -consumidor cativo: consumidor de gás natural que é atendido pela distribuidora local de gás canalizado por meio de comercialização e movimentação de gás natural;

XV -consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realiza a atividade de comercialização de gás natural”

15. PARECER: CJ/ARSESP nº 85/20206 Disponível em <http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/consultas-publicas.aspx> e acessado em 30 de março de 2021

O artigo 177 dispõe que constitui monopólio da União Federal pesquisa, exploração de petróleo e gás natural, bem como refino e “o transporte, por meio de conduto, de gás natural”.

qualquer entrega especializada de gás canalizado objetivando atender a um usuário específico.”

A análise do ME parece-nos irreparável nos pontos mencionados. De fato, a exigência de que as comercializadoras estejam no estado de ESP será uma barreira à entrada de novos agentes (vide item 4). Como o NMG busca o aumento da concorrência, tal exigência se mostra contrária a esse objetivo. Apesar da ARSESP não ser diretamente citada no Decreto 10.411/20 que trata da AIR, trata-se de melhores práticas que deveria ser seguida por todos os órgãos reguladores, uma vez que o possível impacto econômico desta nova medida não foi mensurado, ou, se foi, faltou transparência na apresentação dos resultados.

3. COMPETÊNCIA DA REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

A Constituição Federal, em seu artigo 25, estabelece que cabe aos estados a exploração dos “serviços locais de gás canalizado”.¹⁶ O artigo 177 dispõe que constitui monopólio da União Federal pesquisa, exploração de petróleo e gás natural, bem como refino e “o transporte, por meio de conduto, de gás natural”. A Constituição do Estado de São Paulo, em seu artigo 122, parágrafo único, ratifica sua competência para explorar os serviços locais de gás canalizado, originária da Constituição Federal.¹⁷

16. “Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.”
(...)

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”

17. Constituição do Estado de São Paulo:

“Artigo 122 – Os serviços públicos, de natureza industrial ou domiciliar, serão prestados aos usuários por métodos que visem à melhor qualidade e maior eficiência e à modicidade das tarifas.

Parágrafo único - Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, na forma da lei, os serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender às necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros.”

Com base na Carta Magna¹⁸, na Lei do Petróleo (art. 8º)¹⁹ e na Lei do Gás (art. 31)²⁰ é competência federal (da ANP), a regulação da atividade de comercialização de gás natural e a competência estadual permanece para regulação dos serviços locais de gás canalizado, abrangendo a regulação da distribuição do gás e a regulação da elegibilidade dos consumidores livres para comercialização direta da molécula.²¹

A nova Lei do Gás publicada em abril 2021, ao tratar da comercialização de gás natural estabelece que *"(...) dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP (...), ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de*

*gás canalizado aos respectivos consumidores cativos."*²² Apesar de filiarmo-nos à visão do ME quanto aos vícios da Deliberação ARSESP n. 1.061/20, a Lei 14.134/21 trouxe a materialização da mudança legislativa mencionada no parecer CJ/ARSESP n.º 85/2020, mas não houve nenhuma movimentação pela ARSESP para rever a Deliberação publicada até a conclusão deste artigo.

O consumidor livre é o agente autorizado a adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador, conferindo poderes para atuar no mercado diretamente sem ser um consumidor cativo. O consumidor livre deverá apenas pagar pela movimentação

18. Nas sábias palavras de Roque Antonio Carrazza: *"A autonomia dos Estados é realçada pelo art. 25. do Código Fundamental, quando, depois de estipular que "organizem-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, acrescenta, em seu § 1º, que a eles "são reservadas (...) as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição".* CARRAZZA, A Roque. Curso de Direito Constitucional Tributário, 23ª ed., Ed. Malheiros SP 2007, p 145.

19. "Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: XXI - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e os contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado;"

20. Lei 14.134/21:

"Art. 31. A comercialização de gás natural dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada, nos termos de sua regulação, ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás canalizado aos respectivos consumidores cativos.(...)"

§ 2º Poderão exercer a atividade de comercialização de gás natural, por sua conta e risco, mediante autorização outorgada pela ANP, as distribuidoras de gás canalizado, os consumidores livres, os produtores, os autoprodutores, os importadores, os autoimportadores e os comercializadores.

§ 3º Não está sujeita a autorização da ANP a venda de gás natural, pelas distribuidoras de gás canalizado, aos respectivos consumidores cativos.

§ 4º A comercialização de gás natural no mercado organizado de gás natural deve ser efetuada por meio de contratos de compra e venda padronizados, nos termos da regulação da ANP" ..

21. Não existe a possibilidade de competência concorrente para esta matéria conforme artigo 24 da Constituição.

22. Vide Nota 18

do gás à distribuidora²³, nos termos do art. 29 da Lei 14.134/21.²⁴

Caso um agente não cumpra com os requisitos para ser um consumidor livre, ele se manterá como consumidor cativo da distribuidora local. A atual conjuntura do mercado brasileiro de gás natural não possui competitividade para escolha de fornecedor de gás. Quem não pode acessar o mercado livre, compra da distribuidora.

4. INVALIDADE DA REGULAÇÃO ESTADUAL E AUMENTO DA CARGA TRIBUTÁRIA

No âmbito da abertura do mercado de gás no Brasil, os estados celebraram o Ajuste SINIEF

3/2018, buscando regular o transporte interestadual de gás estabelecendo tratamento tributário diferenciado a operações envolvendo gás natural, possibilitando a participação de novos agentes e o cumprimento de obrigações principais e acessórias relacionadas às operações e prestações envolvendo gás natural com base no fluxo contratual da venda do gás natural, em detrimento do fluxo físico (cláusulas primeira e terceira do Ajuste SINIEF nº. 3/18).²⁵

A migração da cadeia do gás natural para o fluxo contratual possui base na fungibilidade das moléculas e na energia a ser gerada por elas. Trata-se de condição para permitir o compartilhamento de infraestruturas uma vez que o fluxo físico é incompatível com um mercado de múlti-

23. Em outras palavras, “a legislação brasileira inovou ao criar a figura do” consumidor livre, mas não tão livre assim.” In WATT NETO, Artur. *Petróleo, gás natural e biocombustíveis*, São Paulo: Saraiva, 2014 (Coleção direito econômico), p. 108

24. “Art. 29. O consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora de gás canalizado estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora de gás canalizado estadual a sua operação e manutenção, e as instalações e dutos deverão ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, por ocasião da sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pela distribuidora de gás canalizado estadual, na fixação das tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual deverão ser considerados os custos de investimento, de operação e de manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.(...)”

Neste sentido, a Deliberação Agerensa n. 3873/19 foi pioneira ao estabelecer que consumidores livres que construirão gasodutos dedicados, o pagamento da TUSD -E e uma TUSD reduzida.

25. Ajuste SINIEF 3/18:

Cláusula primeira Fica concedido tratamento diferenciado para cumprimento de obrigações tributárias relacionadas às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto, nos termos deste ajuste.(...)§ 2º Para a fruição do tratamento diferenciado, devem ser observadas as definições dos pontos de recebimento e de entrega do gás natural, conforme previsão contratual ou de acordo com a programação logística notificada aos transportadores pelos remetentes ou destinatários do gás natural, nos termos da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 e do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, e alterações. (...)

Claúsula terceira(...)§ 2º Para efeitos de tributação das operações e das prestações de serviço de transporte dutoviário de gás natural deverão ser considerados os pontos de recebimento e de entrega assim como os respectivos valores econômicos previstos em contrato, independentemente do fluxo físico do gás no gasoduto.

plos agentes. A emissão dos documentos fiscais depende da implementação deste conceito ao longo da cadeia.

A exigência do comercializador ser baseado no ESP para o acessar a conexão entre o fim do gasoduto de transporte e o início da malha de distribuição paulista (Ponto de Recepção), no qual a troca de propriedade do gás natural materializar-se-á^{26,27}, impedirá o fluxo contratual com uma comercializadora localizada em outro estado. Ademais, esta exigência pode gerar consequências no campo tributário.

O acesso ao Ponto de Recepção da malha estadual de distribuição que deve ser localizado no ponto de saída do sistema de transporte, por meio de um comercializador não baseado no estado destes pontos, não deveria atrair a competência estadual prevista no artigo 25 da Constituição Federal, como explicado no item 3. A atividade de comercialização de gás

é competência exclusiva da ANP e a atuação estatal da ARSESP ao regular tal atividade não possui fundamento constitucional e carece de legalidade.

A criação de um estabelecimento comercializador paulista para adquirir diretamente as moléculas gera um custo adicional de *compliance* que vai contra a simplificação desejada pelos investidores, bem como, pode impactar o balanço de débitos e créditos de ICMS.

O desenho das operações e consequente carga tributária serão alterados uma vez que a carga tributária deixará de considerar as alíquotas de vendas interestaduais (12% ou 7% de ICMS) para assumir a alíquota de venda interna (18% ICMS), necessariamente. Um possível desenho de operação seria a transferência de gás entre filiais do comercializador localizadas em outro estado para o ESP, onde o gás seria vendido para o consumidor livre.

26. Esta situação de concretizará sempre quando o consumidor livre não contratar a entrada e saída do transporte porque a troca de titularidade ocorreria na entrada do gasoduto e não na saída.

27. Ajuste Sinief 3/18

Cláusula sexta Na saída de gás natural do gasoduto deverá ser emitida NF-e:

(...) II - pelo remetente, relativa à operação, com destaque de imposto, se devido. (...) Cláusula oitava-B Na saída de gás natural do gasoduto deverá ser emitida NF-e: (...)

II – pelo remetente, por ocasião da transferência da propriedade, com destaque do imposto, se devido, destinado ao estabelecimento adquirente do gás natural, observados os demais requisitos previstos na legislação.

A incidência do ICMS ocorre quando há efetiva operação de circulação de mercadoria, o que não ocorre na transferência entre filiais.²⁸ Ou seja, como o fato gerador do ICMS é a transferência jurídica (venda), o imposto que seria devido ao estado de origem do gás natural seria deslocado para o ESP. Isto certamente gerará conflito entre os estados.

A tributação na transferência interestadual de mercadoria entre filiais foi julgada inconstitucional pelo STF²⁹, prestigiando a Súmula 166 desta mesma corte³⁰. Desta forma, a filial localizada no estado paulista não teria créditos para suportar a sua saída subsequente tributada, a depender do portfólio a ser desenvolvido.

Por fim, a Deliberação ARSESP 1.061/2020³¹, neste aspecto, nos parece ter o intuito puramente arrecadatório porque, ao exigir um estabelecimento paulista para acessar os consumidores livres sob sua jurisdição, aumentaria o rol de contribuintes sujeitos ao pagamento da taxa de fiscalização descrita no item 2. Não escapou de nossa análise que sendo o faturamento do comercializador a base de cálculo, igualmente haverá deslocamento de competência no caso de transferência entre filiais. O risco de um *bis in idem* não é descartado uma vez as agências estaduais podem criar taxas com diferentes bases de cálculo.³² Isto impacta diretamente no custo do suprimento do gás que é repassado na cadeia.

28. Nesse sentido: “A sua perfeita compreensão e a exegese dos textos normativos a ele referentes evidencia prontamente que toda a ênfase deve ser posta no termo ‘operação’ mais do que no termo ‘circulação’. A incidência é sobre operações e não sobre o fenômeno da circulação. O fato gerador do tributo é a operação que causa a circulação e não esta”. (ATALIBA, Geraldo. Sistema Constitucional Brasileiro, 1ª ed., São Paulo, Ed. RT, 1966, p. 246)

29. ADC n. 49: O Tribunal, por unanimidade, julgou improcedente o pedido formulado na presente ação, declarando a inconstitucionalidade dos artigos 11, §3º, II, 12, I, no trecho ainda que para outro estabelecimento do mesmo titular, e 13, §4º, da Lei Complementar Federal n. 87, de 13 de setembro de 1996, nos termos do voto do Relator/. Falou, pelo requerente, o Dr. Rodrigo Tavares de Abreu Lima, Procurador do Estado do Rio Grande do Norte. Plenário, Sessão Virtual de 9.4.2021 a 16.4.2021.

30. “Não constitui fato gerador do ICMS o simples deslocamento de mercadoria de um para outro estabelecimento do mesmo contribuinte.”

31. Importante notar que, apesar de a ARSESP poder instituir taxa de fiscalização desde 2007, apenas recentemente é que os comercializadores estão iniciando sua atividade no país, não tendo sido feito nenhum questionamento anterior por não existir tal atuação.

32. Outro ponto relevante, não tratado nesse artigo, é que o valor da taxa deve estar de acordo com a atuação estatal de fiscalização. Nesse sentido: “As taxas, a seu turno, são regidas pelo princípio da comutatividade ou retributividade, por isso que seus fatos geradores são atuações do Estado consistentes em exercer o poder de polícia ou fornecer serviços, em ambas as hipóteses, de modo específico e divisível a determinados beneficiários. Sendo a taxa um tributo cujas hipóteses de incidência (fatos geradores) configuram atuações do Estado relativamente à pessoa do obrigado, a sua base de cálculo somente poderá mensurar tais atuações. Essa, aliás, a prescrição da Lei Maior, que no parágrafo 2º de seu art. 145 dispõe que ‘as taxas não poderão ter base de cálculo própria de impostos’.” (NAVARRO COELHO, Sacha Calmon. DERZI, Mizabel Abreu Machado. MOREIRA, André Mendes. Inconstitucionalidades da Taxa de Fiscalização de Recursos Minerários Instituída pelo Estado de Minas Gerais. Revista Dialética de Direito Tributário (RDDT). São Paulo: maio, 2012, pp. 132-145)

5. CONCLUSÃO

Em que se preze a autonomia da ARSESP dentro das limitações constitucionais que lhe cabe, uma avaliação de impacto regulatório com foco econômico deveria ter precedido a publicação da Deliberação n. 1.061/20.

Considerando que a carga tributária, bem como a competência para arrecadar o tributo devido pela transferência jurídica da molécula são definidos pelo fluxo contratual, a imposição do fluxo físico às comercializadoras para atingir consumidores livres localizados em São Paulo apresenta vícios de legalidade e de constitucionalidade. A atividade de comercialização é de fiscalização exclusiva da ANP com base na Constituição e no art. 31 da Lei do Gás.

As distribuidoras locais de gás canalizado localizadas no ESP estão entre os contribuintes da taxa da fiscalização da ARSESP, ou seja, a ARSESP já fiscaliza todo o volume de gás que passa pela rede da distribuidora, inclusive o gás que será adquirido diretamente de comercializador por consumidor livre. A atividade da comercializadora, quando não realizada pela distribuidora, não se caracteriza como interesse público local para ser fiscalizada pela agência local. O contato

da comercializadora com a rede local de distribuição seria o acesso ao ponto de recepção da distribuidora, o qual poderá ser fiscalizado pela ARSESP no âmbito da fiscalização estadual já existente da atuação da distribuidora, de quem já é cobrada taxa de regulação.

Incluir a comercializadora através da imposição de criação de uma filial paulista representa um risco para (i) a abertura do mercado e (ii) o aumento de competitividade. Este precedente possui potencial de ser replicado por outros entes da federação, o que colocaria em risco a implementação do fluxo contratual na comercialização de moléculas, bem como, representaria um aumento de custo a ser capturado no preço da molécula de gás.

A Deliberação ARSESP 1.061/2020 ao limitar o fluxo contratual com o intuito de criar um mercado próprio paulista e aumentar a arrecadação da taxa de fiscalização compromete a implementação do NMG e, potencialmente, gerará uma nova leva de contencioso tributário. A tributação das operações de venda de gás natural será consequência do desenho que o arcabouço regulatório permitir. A segurança jurídica é um valor importante a ser garantido a fim de possibilitar atração de investimentos e acelerar a abertura do mercado.



REFERÊNCIAS

- 1 ATALIBA, Geraldo. Sistema Constitucional Brasileiro, 1ª ed., São Paulo, Ed. RT, 1966
- 2 CARRAZZA, Roque Antonio. Curso de Direito Constitucional Tributário, 23ª ed., São Paulo, Ed Malheiros, 2007
- 3 CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Novo mercado de gás: propostas para o mercado brasileiro de gás natural. (Nota Técnica, 10 jun. 2019). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/2.+Relat%C3%B3rio+Comit%C3%AA+de+Promo%C3%A7%C3%A3o+da+Concorr%C3%A2ncia+vfinal+10jun19.pdf/abc69bfa-2f55-4c8c-b6be-192c9e715541>>. Acesso em: 30 de março de 2021
- 4 CYRINO BALERONI, Marina Rodrigues. Autorregulação como Opção Regulatória no Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais no Setor de GNL no Brasil. Dissertação apresentada para conclusão de mestrado na FGV Direito Rio. 2019
- 5 NAVARRO COELHO, Sacha Calmon. DERZI, Mizabel Abreu Machado. MOREIRA, André Mendes. Inconstitucionalidades da Taxa de Fiscalização de Recursos Minerários Instituída pelo Estado de Minas Gerais. Revista Dialética de Direito Tributário (RDDT). São Paulo: maio, 2012.
- 6 Nota Técnica SEI nº 37506/2020/ME Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Contribuicoes_CP102020_Mini_sterio_da_Economia_SECAP.pdf Acesso em: 30 de março de 2021
- 7 Parecer CJ/ARSESP n.º 85/2020 Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Documento_85-2020.pdf Acesso em: 30 de março de 2021
- 8 SHY, Oz. The economics of Network Industries. Londres: Cambridge University Press, 2001
- 9 SOUSA, Eduardo F. de. Gás natural: energia, meio-ambiente, desenvolvimento e externalidades. Revista Brasileira de Energia, v. 18, n.89, p. 89-100, 2012.
- 10 WATT NETO, Artur. Petróleo, gás natural e biocombustíveis, São Paulo: Saraiva, 2014 (Coleção direito econômico).

5

CAPÍTULO

Transição energética: gás natural. O cenário normativo fiscal está endereço para grandes investimentos? Breves reflexões fiscais sobre o novo mercado de gás natural e seus desafios

Wagner Wanderley Maia¹

Resumo: A modelagem legislativa operacional e comercial do novo mercado de gás tem por objetivo a desverticalização do segmento viabilizando a entrada de novos agentes e salutar concorrência de mercado, situação que em tese possibilitará a redução de preços da matriz energética ao consumidor. Entretanto, para que as alterações regulatórias possam gerar o efeito econômico desejado, é de extrema relevância que a tributação sobre o gás natural seja revista, pois sem mudanças no sistema tributário os custos de agência podem frustrar o interesse social de propiciar inclusão do suprimento do gás natural sob preços favoráveis.

Palavras-Chaves: Novo Mercado; Gas Natural; Tributação.

Energy transition to natural gas. Has the tax legal scenario been addressed towards investments? Brief fiscal thoughts over the new market of natural gas and its challenges

Abstract: The regulatory modelling of the new market of natural gas intends to unbundling this economic segment in a way to attract new agents and to avoid the scenario of a non- competitive business. In theory, this initiative can bring the effect of affordable gas prices for consumers. However, to achieve this purpose it is extremely relevant to convince Governments and Lawmakers to review the natural gas tax system. In fact, with no changes, tax agency costs can frustrate the social interest to provide the supply of natural gas under affordable prices.

Keywords: Keywords: New Market; Natural Gas; Taxation.

1. Formado em Direito pela UFRJ, Mestre em Direito pela UGF, Executive LL.M. CEU Law School, Advogado sócio de AMM Advogados, atuou como Gerente Executivo do Jurídico e do Tributário da BR Distribuidora e Gerente Executivo de Aquisições da Transpetro. E-mail: wagner@amms.adv.br

1. INTRODUÇÃO

Em paralelo aos esforços para modelagem legal do Novo Mercado de Gás pela Lei 14.134/2021² a regência tributária sobre o segmento também demanda aperfeiçoamento, de maneira que o ambiente de negócios desse energético construa-se coerente e atrativo para grandes e diversificados investimentos.

O presente ensaio tem por objetivo analisar a transformação regulatória sobre o gás natural e a repercussão tributária incidente na nova cadeia econômica segmentada devido ao processo de alienação de ativos da Petrobras. O processo de segregação regulatória de atividades de produção, transporte, armazenagem e comercialização poderão apresentar consideráveis custos tributários nas cadeias intermediárias, afetando sensivelmente o propósito da política pública de energia de baixo custo.

Na primeira sessão será analisado o contexto da tributação na cadeia econômica do gás natural, abrangendo a problemática da incidência tributária do ICMS e do ISS. Na segunda sessão, apontaremos os recentes avanços normativos para a regência instrumental da tributação, considerando a complexidade fiscal-contábil que os agentes de mercado vão enfrentar para manter rígido e assertivo controle das operações de transações físicas e escriturais (contratuais) do gás natural. Ao final, endereçamos a remanescente necessidade de integração normativa

considerando o diálogo entre regulação e tributação aplicáveis ao gás natural para o desenvolvimento sustentável do segmento.

2. O CONTEXTO DA TRIBUTAÇÃO DO GÁS NATURAL (GN): A MITIGADA NÃO CUMULATIVIDADE DO ICMS

A indústria do gás natural sempre representou grande desafio ao compliance tributário das empresas. Com efeito, a dificuldade de adequado enquadramento da incidência da norma tributária devido à pluralidade das atividades de exploração, produção, importação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição, comercialização em diferentes Estados e Municípios, cada um com seus interesses de arrecadação, atraem grandes questões (e dúvidas) fiscais e, com elas, significativas contingências aos contribuintes além de custos por vezes indevidos em razão de restrições à não cumulatividade do ICMS.

A destinação para consumo final do gás natural, seja para uso residencial ou industrial, que por sua vez desdobra-se no mercado termelétrico de geração de energia ou de consumo próprio da indústria também evidencia desafio adicional ao propósito de segurança e viabilidade econômica desse energético. Sobretudo em razão do regime de apuração do ICMS, se por substituição tributária (no consumo automotivo) ou pelo regime normal de tributação.

2. Destaca-se a publicação da Lei 14.134/2021, após longa tramitação dos PLs nr. 6.407/2013 e nr. 4.476/2020.

Vale esclarecer que no regime de apuração normal do ICMS o tributo deveria ser essencialmente não cumulativo no ciclo econômico do gás natural, compensando-se créditos das operações de circulação antecedentes com débitos das operações subseqüentes. O problema é que nem sempre as legislações dos Estados permitem manutenção do crédito do tributo.

Já no regime de substituição tributária, o ICMS é cobrado pela distribuidora de GN, que repassa (repercute) este custo como preço de mercadoria. O problema desse regime de apuração ocorre principalmente quando o GN/GNL é importado, sendo que o importador é obrigado a recolher o tributo no momento do desembarço aduaneiro, mesmo sabendo que o destino do combustível será para consumo industrial. A rigor, a substituição tributária somente seria aplicável no caso de venda do combustível para varejista, pressupondo-se que este ainda vai praticar revenda para consumidor final, provavelmente para uso automotivo.

Universalizar o acesso ao gás natural no Brasil não será uma transição simples na arena da segurança jurídica fiscal. A vertente do custo-Brasil no campo da tributação ainda demanda adequação legislativa, pois hoje seus problemas afetam os ainda poucos responsáveis pela cadeia econômica do gás.

Enquanto as transações de GN para geração de energia contarem com a possibilidade de cumulatividade do ICMS, a sua atratividade econômica continuará sob dúvida de viabilidade de investimentos. Além disso, devido ao provável ingresso de novos agentes em razão da desverticalização de ativos do Sistema Petrobras, surgirão novas discussões conceituais, revigorando também impasses interpretativos ainda não pacificados pelo Judiciário, como buscaremos demonstrar adiante.

3. POTENCIAIS EFEITOS DA DESVERTICALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL – NECESSIDADE DE ALTERAÇÕES NA NORMA TRIBUTÁRIA

Destaca-se que com a possibilidade de negociação do gás natural com dinâmica de propriedade contratual da molécula durante o fluxo de circulação do produto, os custos de agência atualmente impactados e parcialmente absorvidos pelo Sistema Petrobras³ e pelas grandes transportadoras dutoviárias vão obrigatoriamente aparecer na contabilidade empresarial dos novos investidores. Tais custos de agência são consequência natural da modelagem regulatória que o processo de *unbundling*⁴ impõe e que tem por pressuposto a desverticalização do mercado de gás.

3. A Petróleo Brasileiro S.A. celebrou Termo de Cessação de Conduta (TCC) com o CADE mantendo o compromisso de alienação e desverticalização dos seus ativos operacionais.

4. Modelo regulatório que determina separação completa de propriedade de ativos de uma determinada indústria.

A despeito do propósito regulatório de viabilização de cenário de negócios que venha a atrair mais investidores, é inequívoco que a desverticalização poderá ensejar aos novos entrantes (devidamente segregados em suas operações) situações críticas, já experimentadas por outros segmentos econômicos, tais como:

- i. o acúmulo de créditos de ICMS em razão de operações interestaduais, sobretudo quando a diferença de alíquotas entre Estado de origem e Estado de destino for mais acentuada;
- ii. o acúmulo de créditos também ocorre quando o supridor de GN para indústria é obrigado legalmente a efetuar venda com suspensão do tributo, de maneira que não venha a gerar débitos em valor equivalente aos seus créditos escriturados (compra de GN com ICMS seguida de revenda do GN sem ICMS). O ICMS acumulado vira, inicialmente, custo financeiro e, diante da falta de perspectiva de utilização do crédito, poderá até mesmo ser baixado contabilmente (seguindo as atuais regras do IFRS5), afetando o resultado operacional do fornecedor. Essa situação é mitigada no caso das empresas com amplo portfólio de negócios (tal como ocorre antes da desverticalização do segmento do Gás), pois podem usar o crédito de ICMS do GN para compensar com débitos apurados em operações de outros negócios;
- iii. diferentes regras de manutenção de crédito ou estorno de crédito (provavelmente em conflito à regra constitucional da não cumulatividade do ICMS). Nem todos os Estados autorizam expressamente a manutenção do crédito de ICMS nas vendas de GN com alguma forma de desoneração tributária para a indústria. Quando não há garantia do crédito, o vendedor vai embutir este custo no preço do GN, onerando a sua atratividade econômica;
- iv. compliance tributário em razão do complexo controle e fiscalização do fluxo de movimentação e quantidade de produto considerando as saídas e entradas do gás em um Estado e identificação precisa dos destinatários finais em outro Estado, levando em conta a intercorrência de vendas parcialmente efetivadas, canceladas, perdas técnicas ou desvios operacionais. Essa sofisticação de variáveis pode gerar erros operacionais ou até mesmo sonegação de tributos, desarrumando o mercado, tal como ocorre no segmento de distribuição de combustíveis líquidos (gasolina, óleo diesel e etanol). Sobre diferenças contábeis em operações entre dois Estados, os Fiscos podem arbitrariamente presumir evasão, lançando autuação fiscal tanto na origem como no destino; e,
- v. regimes especiais em favor de contribuintes, com regras diferenciadas de compensação de créditos de ICMS acumulados, gerando assimetrias concorrenciais.

5. *International Financial Reporting Standards*, cujas orientações foram, em geral, absorvidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis no Brasil.

Tudo isso, sem ainda entrar em eventuais questões operacionais envolvendo o biogás (biometano) adicionado ao gás natural, cujo processo produtivo pode caracterizar outra sorte de desafio fiscal.

Também são provocantes as situações concorrencialmente assimétricas, tais como: a possibilidade de um grande agente de mercado praticar atividades que podem viabilizar a compensação de créditos, enquanto outros talvez não contem com semelhante portfólio de negócios (operações) que permitam o escoamento (compensação) desses créditos. As empresas com portfólio de negócios integrados de maneira otimizada contarão com alternativas naturais para mitigação de custos. Exemplificativamente, a situação dos traders ou simples revendedores poderá se tornar inviável em face de outros players com negócios integrados, fenômeno que já ocorre em outros segmentos econômicos.

A incidência de ISS também merece atenção, pois as atividades de processamento⁶, de compressão ou descompressão poderiam ensejar a interpretação de que ocorre beneficiamento do GN, ainda mais quando o agente não é o produtor do combustível. Com efeito, as UPGNs (unidades processadoras de gás natural) vinculadas ao Sistema Petrobras estão inseridas no pacote de desmobilização e alienação de ativos. Essa etapa relevante, e um dos principais gargalos da

cadeia do GN, sob ótica do fisco, passaria a ser um serviço prestado para os vários agentes de mercado ao ponto de atrair a incidência do tributo municipal? Ou seria um modelo próximo de arrendamento de infraestrutura sob O&M?

A contratação de serviços de O&M, de transporte e outras utilidades que, atualmente, são concentradas em grandes empresas – que absorvem custos e o risco de teses fiscais tendentes a gerar consideráveis contingências quanto à incidência do ISS e mesmo com relação a qual Município tem legitimidade ativa para cobrar o tributo. Portanto, verifica-se que a terceirização (ou simples tomada de serviços) de atividades ainda hoje concentradas em poucos agentes econômicos, desde o novo mercado, poderá atrair dúvidas e novos custos tributários também sobre atividades como o “processamento” e a “regaseificação” do gás natural. Isto porque os conceitos dessa indústria ainda não foram testados à exaustão pelo Judiciário. Se por um lado o STF já decidiu que a “sublocação, arrendamento, compartilhamento ou não, de ferrovias, rodovias, dutos e condutos de qualquer natureza”⁷ configuram fato gerador do ISS, por outro lado, ainda não houve julgamento definitivo sobre a questão da industrialização por encomenda, realizada em materiais fornecidos pelo contratante, quando referida operação configura etapa intermediária do ciclo produtivo da mercadoria⁸.

7. Decisão do STF na ADI 3142, interpretando o item 3.04 da lista de serviços anexa à Lei Complementar 116/2003.

8. A questão aguarda julgamento de repercussão geral pelo STF: Tema 0816, sobre a incidência de ISS no beneficiamento de produtos nos moldes do item 14.05 da lista de serviços da LC 116/2003.

O problema reside na questão do tributo incidente sobre a atividade de processamento e transformação física da molécula de gás. Visto de uma maneira isolada, o fisco municipal pode interpretar que o processamento do GN seria um serviço tributado pelo ISSQN (imposto sobre serviços de qualquer natureza). Já sob a ótica tributária do Estado, há o entendimento de que a transformação (industrialização) da molécula do gás durante a cadeia do processo produtivo atrai a incidência do ICMS, como parece ser a atual tendência dos tribunais superiores⁹.

Portanto, diante da incerteza fiscal ISS x ICMS, é importante detida análise sobre o modelo de contratação de infraestrutura industrial do GN, pois o agente de mercado poderá ser enquadrado fiscalmente sob modalidade de sublocação, arrendamento, uso compartilhado, beneficiamento ou industrialização por encomenda, dentre outras hipóteses. Para cada tipo de contrato poderá surgir diferente controvérsia.

Os conflitos de competência entre Estados em razão da diversidade entre o destinatário físico do gás natural e o destinatário jurídico do bem, e considerando ainda a possibilidade de suprimentos multimodais, poderão atrair problemas contábeis até que ocorra a estabilização interpretativa e operacional da circulação do gás natural.

Ainda sobre o custo tributário da desverticalização do GN, convém não perder de vista que a

configuração da prestação de serviços também vai ensejar a tributação pelo PIS e pela COFINS, que atualmente não incidem na cadeia intermediária concentrada em um único agente.

Essas são apenas algumas das possíveis distorções fiscais que o novo mercado enfrentará. O atual modelo federativo de tributação do gás natural nunca foi plenamente adequado para suas peculiaridades operacionais e de consumo. E agora, com ampliação da abertura de mercado, vai ficar ainda mais evidente que ajustes estruturais do sistema de tributação são mais do que oportunos. Sem isso, considerando os vários elos da cadeia do gás natural, a incerteza legal e os custos financeiros decorrentes ainda representarão gargalos à intenção de transição da matriz energética com benefícios não só de eficiência do combustível sustentável, mas também de custos para a sociedade.

4. SOZINHO O CONFAZ NÃO RESOLVE O PROBLEMA FISCAL: É PRECISO AVANÇAR NA REFORMA TRIBUTÁRIA

Para dirimir uma preocupação premente dos operadores de GN, o CONFAZ editou o "Ajuste sobre o Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais (SINIEF)" nº 01/2021. Essa norma confere tratamento fiscal diferenciado aos autores de encomenda e industrializadores de GN. Embora seja de operacio-

9. Conforme decisão do STF na ADI 4389-DF.

nalização um tanto complexa, certamente é um avanço em face da incerteza jurídica que havia nas operações de mútuo nas operações com GN, e com relação às saídas simbólicas de estoques, quando a molécula é negociada apenas contratualmente sem imediata movimentação física que caracterize “circulação de mercadoria tributável” ensejadora de incidência do ICMS.

Sucede que a iniciativa do CONFAZ colabora de maneira tópica para a regência instrumental das operações – obrigações tributárias acessórias – mitigando riscos de Compliance Tributário sem resolver o problema federativo da custosa (e por vezes equivocada) tributação sobre o gás natural. São necessários mais avanços normativos no pacto Federativo e mesmo uma atenção legislativa especial em nível de reforma tributária.

Uma minirreforma legislativa já teria o condão de resolver significativa parcela do problema. Desde 2001 a Constituição Federal passou a permitir um modelo de incidência de ICMS monofásico (concentrado) sobre o GN e outros combustíveis. Basta que uma Lei Complementar venha a ser editada neste sentido. Dentre outros projetos de lei, tramita no Congresso Nacional PLP 16/2021, cuja redação visa regulamentar o art. 155 § 2º, XII, “h” da Constituição Federal, que trata do ICMS monofásico.

Contudo, para que não ocorra oneração de custos, é essencial a integração legislativa regulatória e tributária do setor de gás natural com

o setor elétrico, de maneira que a origem do GN venha a ser desonerado do ICMS monofásico, mantendo-se a tributação somente ao final da cadeia de fornecimento de energia elétrica, afastando-se a cumulatividade do tributo. Cuidado análogo também será necessário para o GN destinado ao consumo industrial.

Antes de reformas tributárias, na medida em que a desverticalização venha a se tornar mais efetiva, essas e outras questões poderão atrair contingências que, em pouco tempo, se transformarão em custos indiretos que possivelmente serão repassados para a sociedade. Diante dessas circunstâncias, é recomendável que os novos agentes avaliem com profundo nível de criticidade o impacto que tais variáveis possam gerar nos seus planos de negócios.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Há um longo caminho legislativo-fiscal a ser percorrido e que depende muito da mobilização dos agentes públicos e stakeholders para a construção de cenário normativo tributário eficiente, que confira segurança jurídica aos vultosos empreendimentos de infraestrutura do setor. É importante ter em mente que normatizar temática que permeia inclusive a Constituição Federal não vai ser tarefa trivial, demandando esforços de diálogos técnico e político, sendo que a reforma regulatória do mercado de gás pela Lei 14.134/2021 não contempla solução ao problema tributário.

O novo mercado de gás natural já nasce com pujante capacidade de crescimento e forte atratividade de novos agentes. Entretanto, enquanto não sobrevierem reformas no cenário tributário para adequada aderência ao modelo regulatório, nem todos os players terão condições para mitigar custos e riscos sem alocação de custos adicionais, medidas que dependerão bastante não só de segura interpretação normativa, mas também da avaliação e estudo mais aprofundado do portfólio de negócios de cada agente que pretende manter-se ou investir no segmento.

Assim sendo, independentemente de rótulos de reforma tributária, que venha logo o aperfeiçoamento legislativo-tributário sobre o setor para que a reforma regulatória não venha a eventualmente ocasionar custos adicionais ao GN.

Com erros ou acertos, esperamos ter contribuído ao aprofundamento do amplo debate sobre temática tão relevante ao movimento de transição energética nacional.

6. AGRADECIMENTOS

Registro sinceros agradecimentos à Comissão de Avaliação do Projeto CARO, que apresentou oportunos insights para tornar o texto menos fatigante à leitura. E aos pacientes comentários dos amigos Heloise Monteiro e Rogerio Santana, naturalmente sem comprometê-los com a linha de argumentação desenvolvida, cuja responsabilidade é atribuível ao Autor.



6

CAPÍTULO

Royalties de petróleo e campos maduros: incidência adequada

Alexandre Scherman Rocha¹

Resumo: *Os royalties do petróleo são uma Participação Governamental, de natureza compensatória, que incide sobre a produção petrolífera, onde o percentual de incidência pode e deve variar de acordo com situação própria de determinado campo produtor, tais como os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. No Brasil, especialmente na Bacia Campos, uma gama relevante de campos está em declínio da produção. Os campos maduros são campos em declínio da produção cuja economicidade, muitas vezes, não condiz com os interesses de grandes empresas, mas que podem interessar para operadoras de pequeno e médio porte. Para tanto, se faz necessário criar incentivos para que a continuidade da operação seja estimulada, sob pena da riqueza jamais ser monetizada.*

Palavras-Chaves: Participação Governamental. Royalties. Flexibilidade.

Oil royalties and mature fields: suitable incidence

Abstract: *Oil royalties are Government Take that are levied on the extraordinary income from oil production, where the percentage of incidence can and should vary according to the specific situation of a particular producing field, such as geological risks, production expectations and other relevant factors. In Brazil, especially in the Campos Basin, a relevant range of fields is declining in production. Mature fields are declining fields of production whose economics often do not match the interests of large companies, but which may be of interest to small and medium-sized operators. To this end, it is necessary to create incentives so that the continuity of the operation is stimulated, otherwise the wealth will never be monetized.*

Keywords: Government Participation. Royalties. Flexibility.

1. Formado em Direito pela UFRJ, Mestre em Direito pela UGF, Executive LL.M. CEU Law School, Advogado sócio de AMM Advogados, atuou como Gerente Executivo do Jurídico e do Tributário da BR Distribuidora e Gerente Executivo de Aquisições da Transpetro. E-mail: wagner@amms.adv.br

1. INTRODUÇÃO

O recurso petrolífero é um bem da União (art. 20, IX c/c 176 da Constituição Federal de 1988), porém, especial, dado que, por ser finito e não renovável, sua extração hoje significa sua ausência amanhã.

A produção em grande escala e os altos investimentos para o início da exploração da riqueza, por sua vez, geram uma natural barreira à entrada de atores com menor lastro econômico, de forma que os custos de transação devem estar calibrados ao ponto de não inviabilizar o desenvolvimento do projeto/operação.

Os resultados advindos da produção de petróleo e gás natural estão absolutamente relacionados às suas condições de extração que variam muito de campo para campo, da terra para o mar, e, também, devido às suas características geológicas, da qualidade do que é produzido e dos custos de transação.

Entendemos que, por força da natureza jurídica de “compensação financeira” atribuída aos *royalties*, estes podem e devem constituir um ganho para o Estado proprietário da riqueza, mas sem que tal compensação financeira possa inviabilizar à sua produção.

Nesse sentido, entendemos a dicção do § 1º do

art. 47 da Lei 9.478/97² no sentido da possibilidade de calibração do percentual de incidência reflete a sua característica de se adequar à real economicidade do campo.

Porém, referida disposição legal impõe um piso mínimo de 5% (cinco por cento) para alíquota dos *royalties*, limite que talvez não seja o ideal para concretizar toda a produção possível dessa riqueza, sobretudo no tempo e na veloz concorrência por produção petrolífera que se dá em função da transição energética que se apresenta.

O objetivo do artigo, portanto, é propor uma adequação na calibração dos *royalties* do petróleo para além dos 5% (cinco por cento) previsto na Lei do Petróleo), partindo do conceito de campos maduros e sua realidade na Bacia de Campos e exemplos internacionais sobre o tema.

O artigo apresenta na Seção I o conceito de *royalties* do petróleo e a abordagem da sua flexibilização quanto o percentual de incidência legalmente constituída; na Seção II é apresentado um panorama histórico e atual da Bacia de Campos, dando especial ênfase ao seu papel de propulsor da produção *offshore*, bem como, em dado momento, ter a Bacia de Campos se destacado como a de maior produção petrolífera e, ainda, sua atual participação na matriz da produção desse recurso mineral.

2. Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural. § 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

A Seção III traz uma correlação entre a incidência dos *royalties* e a sua crucial importância para a revitalização dos campos maduros; e a Seção IV aborda a (im)possibilidade da redução dos *royalties* para além do piso de 5% previsto na Lei do Petróleo, bem como parâmetros que podem ser observados como exemplos, inclusive internacionais, que corroboram a necessidade de medidas que melhor calibrem o texto legal à realidade econômica dos campos petrolíferos, para na Seção VI chegarmos a Conclusão.

2. OS ROYALTIES DO PETRÓLEO

Nos termos da Constituição Federal (art. 20, §1º *in fine*), os *royalties* são uma compensação que são pagos ao titular de um direito, no caso a União, pelo seu uso.

Compensar significa equilibrar, contrabalançar, recompor um prejuízo, restando, então, aprofundar à qual compensação se refere a Constituição Federal.

Diversos conceitos jurídicos e econômicos embasam a caracterização da natureza compensatória dos *royalties*, que vão desde aspectos socioambientais, de implementação e manutenção da infraestrutura urbana impactada pela operação petrolífera, de justiça intergeracional (recurso finito e não renovável) e, até mesmo, para compensar a não incidência do ICMS na extração da riqueza.

Em termos econômicos, os *royalties* se revelam uma captura de uma renda diferencial, cuja incidência procura, de uma forma ou de outra, ame-

nizar o alto grau de concentração de capital e barreira à concorrência através de um ganho social (*apud* Rodrigo Valente Serra *in* <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/285446>).

Porém, hipóteses há que a renda diferencial não gera um lucro extraordinário no caso do recurso mineral petróleo, por exemplo, quando determinado campo petrolífero se encontrar em fase de declínio da produção, na qual a renda antes extraordinária se esvaiu com a sua própria produção ao longo do tempo desse recurso finito e não renovável.

Ao nosso sentir, a junção dos conceitos jurídicos (compensação financeira) e econômicos (captura de renda extraordinária) está configurada no art. 47, § 1º da Lei do Petróleo (Lei 9.478/97), na medida que prevê que o percentual de incidência dos *royalties* pode variar:

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção. (grifamos)

Dessa forma, a Lei do Petróleo ao dispor a possibilidade de redução dos *royalties* do petróleo tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, nada mais fez do que instituir a necessidade de melhor calibrar tal compensação financeira, **já que campos petrolíferos podem ou não auferir rendas extraordinárias e/ou volumosas.**

Nesse prisma, se faz necessário verificar às características do campo petrolífero, devendo ser flexível o percentual de incidência dos *royalties* que pode variar de acordo com a renda esperada e outros fatores, para que sua incidência esteja calibrada e razoável e não configure uma barreira à produção da riqueza.

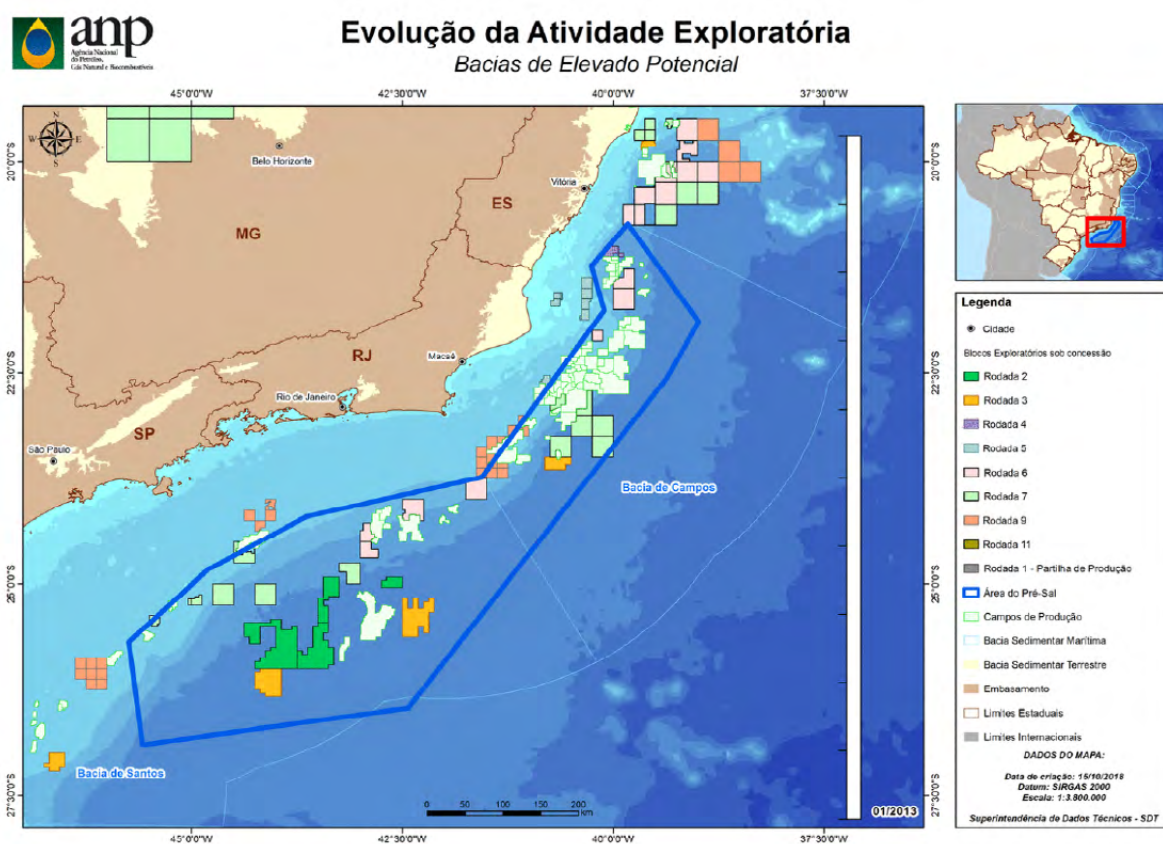
3. A BACIA DE CAMPOS

Para início, convém expor um resumo da exploração e produção *offshore* de petróleo a partir da

descoberta da Bacia de Campos, posto que tal bacia sedimentar chegou a representar mais de 80% (oitenta por cento) da produção de petróleo e, ainda, hoje apresenta grande potencial. (https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=1364)

A Bacia de Campos engloba uma porção que se estende do Estado do Espírito Santo até a Arraial do Cabo no Estado do Rio de Janeiro, com uma área de cerca de 100mil Km² e lâmina d'água de 3000m.

FIGURA 1. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE EXPLORATÓRIA

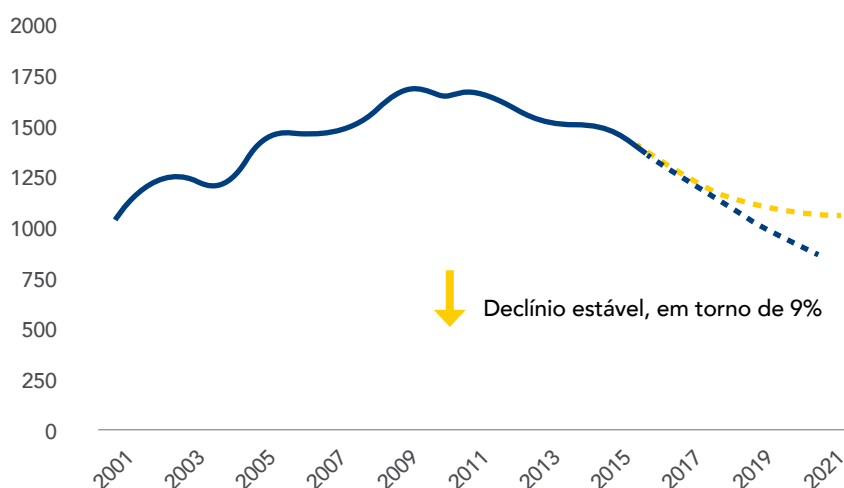


http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Dados_Tecnicos/evol_explor_elevad_pot.gif visto em 27/04/2021

A produção de petróleo na Bacia de Campos iniciou com a descoberta, em 1974, do campo Garoupa e já no ano seguinte sucederam as descobertas dos campos Namorado e Enchova, sendo este último o pontapé do início da produção de petróleo na Bacia de Campos, em 13 de agosto de 1977. (<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.shtml> visto em 27 de abril de 2021)

Segundo dados da ANP (Agência Nacional de Petróleo) 66% dos campos de petróleo no Brasil são considerados maduros. A maioria dos campos da Bacia de Campos tem mais de 25 anos de produção e, portanto, já se encontram nessa condição. Em função disso, e conforme demonstrado no Gráfico abaixo, a produção de petróleo e gás nessa Bacia vem declinando a uma média de aproximadamente 9% ao ano.

FIGURA 2. PRODUÇÃO DE ÓLEO NA BACIA DE CAMPOS (MBBL/D)

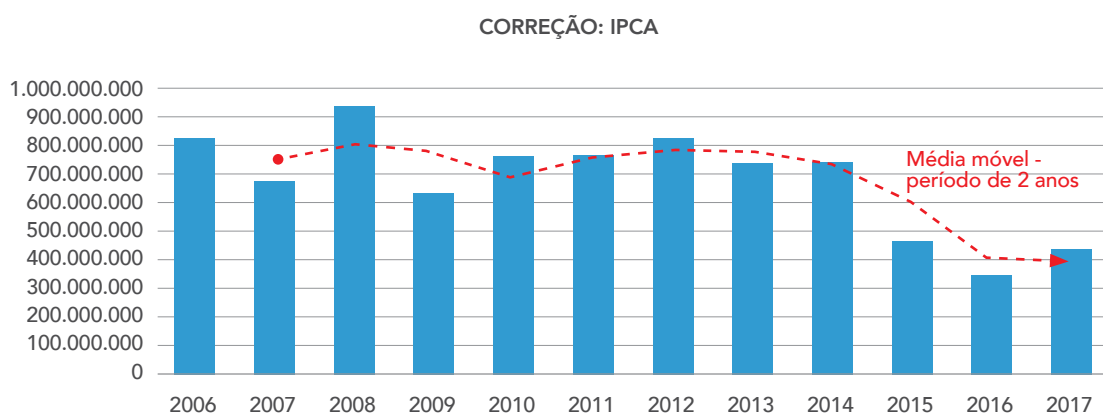


Fonte: IBP 2198_18: O MUNICÍPIO DE MACAÉ E OS ROYALTIES DE PETRÓLEO:UM COMPARATIVO ENTRE 2006 E 2018 E A IMPORTÂNCIA DOS CAMPOS MADUROS. Autores: ALEXANDRE SCHERMAN ROCHA e SERGIO AUGUSTO GOMES COELHO. Trabalho Técnico foi selecionado e apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2018, realizada no período de 24 a 27 de setembro de 2018, na cidade do Rio de Janeiro.

A título de exemplo, colhe-se do referido Trabalho Técnico IBP 2198_18 o seguinte Gráfico que

demonstra a perda de arrecadação de *royalties* no Município de Macaé:

FIGURA 3. ARRECADAÇÃO COM ROYALTIES - 2006 À 2017 (R\$)



Fonte: IBP 2198_18: O MUNICÍPIO DE MACAÉ E OS ROYALTIES DE PETRÓLEO:UM COMPARATIVO ENTRE 2006 E 2018 E A IMPORTÂNCIA DOS CAMPOS MADUROS. Autores: ALEXANDRE SCHERMAN ROCHA e SERGIO AUGUSTO GOMES COELHO. Trabalho Técnico foi selecionado e apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2018, realizada no período de 24 a 27 de setembro de 2018, na cidade do Rio de Janeiro.

Diante da notória queda de produção dos campos maduros, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem procurado fomentar a produção de petróleo nestes campos petrolíferos criando mecanismos de estímulos à revitalização destes ativos.

A criação do PROMAR (Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos), instituído pelo CNPE, em dezembro do ano passado, conforme Resolução nº 10/20 do CNPE é um exemplo da importância de se promover um melhor aproveita-

mento dos recursos petrolíferos dos campos maduros.

Vale destacar, ainda, que durante a manifestação da Consulta Pública instituída pela Nota Técnica nº 122/2020/DEPG/SPG do MME foram colhidas da sociedade um amplo espectro de contribuições sobre diversos temas, tais como, a cessão de direitos e transição de operação, escoamento e comercialização, descomissionamento de instalações, participações governamentais, capacitação profissional, PD&I, meio ambiente e extensão de vida útil dos campos.

Com a abertura do mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural (Emenda Constitucional 09/95) e a promulgação da Lei do Petróleo, que encerrou o monopólio legal até então exercido pela Petrobras, coube a Agência Nacional do Petróleo (ANP) ratificar os direitos relativos aos campos petrolíferos nos quais a Petrobras estava desenvolvendo atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

(A) ABERTURA DO MERCADO E RODADA ZERO

Com a abertura do mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural (Emenda Constitucional 09/95) e a promulgação da Lei do Petróleo, que encerrou o monopólio legal até então exercido pela Petrobras, coube a Agência Nacional do Petróleo (ANP) ratificar os direitos relativos aos campos petrolíferos nos quais a Petrobras estava desenvolvendo atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A implementação da garantia dos direitos da Petrobras em continuar a desenvolver os campos referidos foi feita pelo o que se denominou Rodada Zero, ocorrida em 1999, pela qual a ANP ratificou os direitos da Petrobras em prosseguir com suas atividades em 397 áreas, para

tanto assinando contratos de concessão, com prazo de 3 (três) para exploração nos campos ainda nessa fase e prazo de 27 (vinte e sete) anos para produção nos campos já nessa fase, salvo prorrogações.

Portanto, os contratos da Rodada Zero que estão em fase final do período contratual, sejam os que ainda estavam em fase exploratória, sejam os que se encontravam em fase de produção, possuem, hoje, mais de 20 (vinte) anos de atividade sob a égide dos contratos da Rodada Zero.

Porém, a este prazo de mais de 20 anos de produção petrolífera, se adiciona mais um período igual ou superior quando levado em conta a produção do seu primeiro óleo, muitos ainda na segunda metade da década de 1970.

(B) OUTROS PONTOS IMPORTANTES

A descoberta do potencial petrolífero da camada do pré-sal (2006), por sua vez, deslocou os holofotes das *majors* do setor para essa especial província petrolífera, obviamente, em detrimento dos campos do pós-sal, especialmente os que contam com cerca de 50 (cinquenta) anos de efetiva produção.

O Fator de Recuperação (FR) de um campo petrolífero é o percentual de Petróleo e Gás efetivamente retirado do reservatório. No Brasil a faixa do FR gira em torno 24% (contra 35% na média mundial e 70% na Holanda), ou seja, se pode concluir que 76% de toda a nossa riqueza mineral formada por esses hidrocarbonetos se perde e fica embaixo da terra quando o poço é abandonado. (https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_-_royalties_2019.pdf)

Por conseguinte, a possibilidade técnica de se elevar o FR além de atender as melhores práticas da indústria do petróleo que preconizam a maximização econômica do Fator de Recuperação (FR), a própria regulamentação brasileira estabelece a contínua busca por essa maximização no §3º, art. 6º, da Resolução ANP n.º 17/2015:

“§ 3º - A estratégia de exploração em que se baseia o Plano de Desenvolvimento deverá ter como objetivo a maximização da recuperação dos recursos in situ, presentes em cada Reservatório do Campo, de acordo com bons princípios econômicos e segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. Essa estra-

tégia e as soluções tecnológicas que a possibilitam deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo.”

A cessão de campos maduros para operadoras especializadas na recuperação destes ativos é uma prática costumeira na indústria petrolífera suprimindo um interesse renegado pelas *majors* do setor que consideram não atraentes os resultados econômicos provenientes destes tipos de campo.

Naturalmente que, estimular o interesse de novas operadoras na continuidade da produção destes campos requer uma série de medidas de cunho financeiro, de extensão do prazo contratual, de investimentos em PD&I e outras iniciativas.

Por outro lado, havendo resposta positiva aos estímulos que conduzam ao interesse de pequenos e médios produtores dar continuidade a produção dos campos maduros, concedendo uma sobrevida aos campos maduros, redundará em manutenção de contratos existentes, continuidade no pagamento de *royalties*, ou seja, o estímulo à continuidade da produção petrolífera dos campos maduros é, **sobretudo, um ganho socioeconômico.**

Ressalte-se que, na hipótese do encerramento do prazo contratual da concessão petrolífera sem que lhe seja conferida a possibilidade de uma prorrogação do prazo contratual e demais fatores de incentivo, inevitavelmente levará o campo ao fim da sua atividade, inclusive com o descomissionamento dos equipamentos que lhe dão vazão.

Um campo maduro descomissionado, ou seja, quando desmantelados os seus equipamentos, dificilmente será alvo de interesse futuro em eventuais novas licitações públicas, eis que o custo de se implementar toda uma nova estrutura operacional para a produção em um campo já maduro e, portanto, em declínio de produção, muito provavelmente inviabilizará economicamente o projeto, esvaziando o interesse de todos.

4. ROYALTIES E OS CAMPOS MADUROS OFFSHORE

Conforme já se mencionou, a Lei do Petróleo expressamente possibilita a redução dos *royalties* tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, conforme as hipóteses elencadas no §1º do art. 47, **porém tal redução encontra um piso de 5% (cinco por cento), tal como disposto no dispositivo legal.**

Dentro dessa perspectiva, a ANP publicou a resolução 749/2018, que trata da redução dos *royalties* do petróleo para os campos maduros, observando o limite do piso de 5% e que somente valerá para a produção incremental, ou seja, no que se refere a parte que se revelar um ganho efetivo a partir do novo plano de investimentos apresentado para fazer jus a extensão do prazo contratual e seu plano de desenvolvimento então vigentes.

A Resolução ANP nº 749/2018 traz no art. 2º, inciso III, a definição de campo maduros:

“campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula:
...”

Conforme a Resolução ANP nº 749/2018, campo maduro é o que possui histórico de produção maior ou igual a 25 anos. Ou seja, os campos petrolíferos em produção quando da Rodada Zero (1999) terão como marco da sua conceituação como maduros o ano de 2026 (Rodada Zero + 27 anos do prazo contratual de produção dos contratos de concessão desse *Bid*).

O conceito de campos maduros, portanto, leva em conta o início da nova fase da indústria do petróleo, que se deu com a promulgação da Lei do Petróleo, mas deixa de lado todo o período anterior de produção destes campos quando ainda operados sob a forma monopolista da Petrobras.

Urge, então, que se faça uma revisão da adequação do piso de 5% para redução dos *royalties*

previsto na própria Lei do Petróleo, possibilitando que campos maduros com imensa diferença de tempo em operação (25 vs. 50 anos) sejam tratados individualmente como unidade de negócios que são e levando em conta seu efetivo período de atividade.

A consideração do real “grau de maturidade” (efetiva produção) de um campo petrolífero é medida que se coaduna, inclusive, com o conceito segundo o qual, para o cálculo dos *royalties* cada campo petrolífero é considerado como uma unidade negócio em separado e a cada campo é estipulado uma alíquota dos *royalties*.

Impõe-se, ainda, destacar dois fatores absolutamente importantes que demonstram a especial possibilidade de se implementar uma alíquota de *royalties* calibrada à economicidade dos campos produtores, inclusive considerando seu declínio da produção, por um lado, e a sua espetacular produção por outro lado.

Primeiramente, quanto aos campos de baixa produção, temos os exemplos da Noruega e do Reino Unido que zeraram suas alíquotas de *royalties* com objetivos de se incrementar a produção e atingir benefícios socioeconômicos que naturalmente a produção de petróleo traz a reboque (emprego e renda, em especial).

(https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opinioao_93_-_royalties_rev1.pdf)

Em segundo lugar, em sentido inverso, ou seja, nas hipóteses de se verificar um acentuado volume da produção, como se dá com os campos do pré-sal, a Lei 12.351/2010 (Lei do Pré-Sal):

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I - royalties;

...

§ 1º Os royalties, com alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

Portanto, seja para fomentar a operação de campos maduros com redução total da alíquota de royalties, seja para compensar ganhos elevados com o sucesso da campanha nos campos do pré-sal, o que importa é que seja o índice estipulado de acordo com a produção do campo e o seu tempo de efetiva atividade.

5. CONCLUSÃO

Desta sorte, ainda que haja a necessidade de se alterar a Lei do Petróleo, valerá o esforço para mais ainda estimular a entrada de novas operadores que enxerguem nos campos maduros uma possibilidade de ganho, não podendo, ao fim e ao cabo, serem os *royalties* um fator de inviabilização da revitalização de um campo petrolífero, com potencial de gerar, além dos tributos, ganhos de emprego e renda para a sociedade.

Por todo o exposto, é fácil perceber que a redução dos *royalties* do petróleo para os campos maduros merece ir além dos limites do piso de 5% (cinco por cento), posto que o mundo real da indústria petrolífera brasileira possui campos maduros com quase o dobro de vida (50 anos) de sua caracterização como tal (25 anos) mencionados na Resolução nº 749/98, eis que a expectativa de captura dessa renda não pode ser inibidora da sua própria existência.

Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para
o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.






A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio
dedicado às suas pesquisas e publicações.

Enel Green Power, por um mundo mais verde.

Presente em 
16 países

Gerando 
38,1 TWh
de energia anualmente

Mais de 
740 plantas

-  energia eólica
-  energia solar
-  energia hidroelétrica
-  energia geotérmica
-  energia de biomassa

Evitando a emissão de 
22 milhões
de toneladas de CO₂

enel

Green Power



Usina Hidrelétrica de Funil
Resende - RJ

Transparência & sustentabilidade

**Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.**

- 40% da Energia do Brasil passa por Furnas.
- Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.
- 24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.
- 100% na geração de energia limpa para o Brasil.



norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Foram necessários mais de 40 anos de estudo para instalação da maior hidrelétrica brasileira na Amazônia.

O único aproveitamento hidrelétrico autorizado para a bacia do rio Xingu utiliza aproximadamente 174 km dos 1.979 km de extensão do rio e não alagou terras indígenas para a formação dos seus reservatórios à fio d'água.

Recursos destinados para proteção de mais de 8,6 milhões de hectares em Unidades de Conservação.

Com capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW fornece energia para 60 milhões de brasileiros.

O compromisso de Belo Monte com as atuais e futuras gerações, se materializa na transformação social promovida na região onde está instalada, com estruturas de educação, equipamentos de saúde, novas moradias, saneamento e qualidade de vida com ações de cidadania.

*Energia da
Amazônia,
essencial
para o Brasil.*



117 Projetos Ambientais



4.130 indígenas beneficiados em 27 programas



33 Hospitais e Unidades de Saúde



513 Km de rede (água e esgoto)



06 novos bairros com infraestrutura completa



3.850 casas construídas



436 salas de aula





A PetroRio investe
na recuperação de ativos,

alongando a vida útil

dos campos e reduzindo
os custos de produção.

Uma empresa inovadora,
dinâmica, criativa, que
evolui e cresce a cada dia.



PetroRio

**A MAIOR
COMPANHIA
INDEPENDENTE
DE ÓLEO E GÁS
DO BRASIL**



O que importa para nós é que a inovação chegue até você.

Por isso, investimos tanto em Pesquisar. Desenvolver. Experimentar. Aplicar. Atuamos, há mais de quatro décadas, com isenção, prontidão e competência, fatores que sustentam nossa credibilidade em níveis nacional e internacional.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

Apoio técnico em P&D+ I para o governo, entidades setoriais, empresas, fabricantes e concessionárias

Ampla agenda de treinamentos e eventos técnicos
Parcerias com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior

Seja um Associado do Cepel
Informações pelo e-mail dg@cepel.br

Saiba mais sobre o Cepel em: www.cepel.br



A pesquisa que constrói o futuro



A Eletronuclear segue fornecendo a energia que o Brasil precisa!

Durante a pandemia, continuamos trabalhando atentos aos protocolos de prevenção ao novo coronavírus para que outros serviços essenciais também possam continuar.

Saiba mais:     eletronuclear.gov.br

 **Eletronuclear**

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

 **PÁTRIA AMADA
BRASIL**
GOVERNO FEDERAL

Mantenedores

Ouro



Prata



Apoio



Patrocínio

