

NEWSLETTER

ÓLEO E GÁS

JUN 25

EDITORIAL

O mês de junho foi especialmente marcante para o setor de óleo e gás brasileiro, com avanços relevantes tanto na área regulatória quanto em iniciativas de mercado. O 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão se destacou pelo volume recorde de bônus arrecadado, evidenciando o forte apetite de grandes players por novas fronteiras exploratórias, como as bacias da Foz do Amazonas e de Pelotas. Além disso, a comercialização de 74,5 milhões de barris de petróleo da União no 5º Leilão da PPSA sinaliza um movimento estratégico de monetização dos ativos da União, com arrecadação potencial de R\$ 28 bilhões. O resultado destes leilões se alinha com as projeções de que, nos próximos cinco anos, 80% do crescimento global da produção de petróleo fora da OPEP virá do Brasil, Argentina e Guiana.

No campo regulatório, destacam-se a aprovação da Resolução ANP RANP 983/2025, que estabelece os requisitos e os procedimentos para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original sob contrato, e o avanço de medidas estruturais como a MP 1.291/25, que autoriza a alienação dos direitos da União em AIPs. O setor também acompanhou com atenção o andamento do PL nº 3.178/2019, que pode flexibilizar o modelo contratual do pré-sal, abrindo caminho para adoção do regime de concessão em determinados casos e eliminando a obrigatoriedade de preferência da Petrobras.

No segmento de gás natural, iniciativas como a consulta pública do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte, o projeto de novo gasoduto da TAG e a autorização para construção do duto do projeto Raia reforçam o foco em ampliar a infraestrutura de escoamento e transporte e garantir a segurança de suprimento. A expectativa do mercado quanto ao leilão de gás da União, ainda sem data definitiva, e os esforços da PPSA em viabilizá-lo, inclusive por meio de parceria com a Petrobras, também são reflexos da busca por maior competitividade no suprimento da molécula.

O mês também trouxe inovações regulatórias relevantes no transporte aquaviário, com a Resolução ANTAQ nº 129/2025 promovendo maior clareza e flexibilização nas regras de afretamento. No campo tributário, a negativa da Receita Federal ao crédito de PIS/Cofins sobre descaracterização de barragens gera alerta, sobretudo para setores como o de O&G, cujos gastos com descomissionamento são mandatórios.

Por fim, essa Newsletter traz dois artigos elaborados por integrantes das práticas de Imobiliário e Tributário e membros de nosso grupo setorial da indústria de petróleo e gás. O primeiro menciona o direito real de superfície como alternativa para uso de imóveis rurais por estrangeiros atuantes no setor, e o segundo aborda como recente solução de consulta da Receita Federal sobre créditos de PIS e COFINS em descaracterização de barragens no setor de mineração pode impactar atividades de descomissionamento no setor de petróleo e gás.

UPSTREAM E COMERCIALIZAÇÃO DE PETRÓLEO



RESULTADO DO 5º CICLO DA OFERTA PERMANENTE DE CONCESSÃO (“OPC”)

Em 17/06/2025, a ANP realizou a sessão pública do 5º Ciclo da OPC, que arrecadou R\$ 989,3 milhões em bônus de assinatura — recorde entre os ciclos — e prevê R\$ 1,46 bilhão em investimentos na fase de exploração.

O leilão teve como grande destaque o forte interesse de majors e NOCs pela Bacia da Foz do Amazonas, nova fronteira exploratória da Margem Equatorial brasileira. Petrobras e ExxonMobil arremataram, em consórcio, 10 blocos. Já a Chevron (Operadora), em parceria com a CNPC, adquiriu nove blocos. O interesse pela bacia reflete sua atratividade geológica, semelhante à da Guiana — palco de grandes descobertas recentes — e foi reforçado pelo avanço da Petrobras na etapa final do licenciamento ambiental do bloco FZA-M-59.

Outra nova fronteira que despertou o interesse dos players foi a Bacia de Pelotas, cuja geologia apresenta semelhanças com a da Namíbia. A Petrobras, como operadora, em parceria com a Petrogal, arrematou três blocos.

O 5º Ciclo da OPC também reafirmou o interesse de majors e independentes por bacias já consolidadas, como a de Santos. A Karoon arrematou seis blocos, com destaque para os blocos S-M-974 e S-M-1038, onde está localizada a descoberta de Piracucá — que a empresa pretende desenvolver para mitigar riscos e aumentar a atratividade do projeto Neon. A Equinor adquiriu um bloco vizinho ao S-M-1378, já em seu portfólio e considerado de alto potencial. Já a Shell arrematou quatro blocos.

Por fim, a estreante Dillianz adquiriu o bloco terrestre PRC-T-121, localizado na bacia de Perecis.

ANP DÁ INÍCIO AO 3º CICLO DA OFERTA PERMANENTE DE PARTILHA (“OPP”)

Em 17/06/2025, a ANP divulgou o cronograma indicativo do 3º Ciclo da OPP, com a sessão pública a ser realizada em 22/10/2025. Atualmente, 13 empresas estão inscritas na OPP, e novas interessadas poderão se cadastrar até 30/06/2025 — prazo que também vale para atualização cadastral das já inscritas. As declarações de interesse e garantias de oferta deverão ser apresentadas até 06/08/2025. A divulgação oficial dos blocos que estarão em oferta ocorrerá em 20/08/2025.

CÂMARA APROVA MEDIDA PROVISÓRIA 1.291/25

A Câmara dos Deputados aprovou, em 25/06/2025, a Medida Provisória 1.291/25 (“MP 1.291”), a qual amplia o uso dos recursos do Fundo Social do Pré-Sal e autoriza a União a alienar, por meio de leilão, seus direitos e obrigações decorrentes de acordos de individualização da produção (AIPs) em áreas do pré-sal e estratégicas que não estejam sob regime de concessão ou partilha.

A licitação será organizada pela PPSA, que elaborará o edital e conduzirá o processo, com base em valor mínimo aprovado pelo CNPE. O vencedor do leilão assumirá os direitos e obrigações da União nos AIPs e contratos complementares, sem que isso implique transferência das prerrogativas exclusivas da PPSA ou direito à futura contratação da produção da União nessas jazidas.

O julgamento da licitação será feito com base no maior lance ofertado, a ser pago em parcela única ou em até 90 dias, sem previsão de garantias ou assunção de risco pela União. Também será vedado qualquer tipo de ressarcimento pela União caso a produção estimada não se concretize. Ressalta-se que o CNPE poderá aplicar esse modelo, de forma excepcional, à alienação do direito de apropriação do excedente em óleo da União em contratos sob o regime de partilha.

Esse modelo de contratação foi inicialmente proposto pelo governo no Projeto de Lei nº 2.632/2025, conforme divulgado pela nossa newsletter de maio de 2025. Em seguida, ele foi incorporado à MP 1.291 em texto substitutivo aprovado em 24/06/2025.

SENADO AVANÇA COM PROJETO QUE RETIRA PREFERÊNCIA DA PETROBRAS NO PRÉ-SAL E PERMITE LEILÕES POR CONCESSÃO

A Comissão de Infraestrutura do Senado aprovou, em 10/06/2025, o parecer favorável ao Projeto de Lei nº 3.178/2019 (“PL 3.178”), o qual propõe mudanças estruturais na Lei nº 12.351/2010 (“Lei do Pré-Sal”).

O PL 3.178 propõe mudanças significativas no modelo regulatório do pré-sal, ao substituir a obrigatoriedade do regime de partilha de produção por uma contratação preferencial, permitindo a adoção do regime de concessão em casos em que o potencial geológico dos blocos não justifique, sob os aspectos social e econômico, a licitação sob partilha. A medida busca maior flexibilidade na escolha do regime contratual, ampliando as possibilidades de exploração em áreas do pré-sal e estratégicas.

Além disso, o projeto propõe o fim do direito de preferência da Petrobras como operadora nos contratos de partilha, com o argumento de que essa prerrogativa reduz a competitividade das licitações e o valor ofertado à União.

Portanto, o PL 3.178 busca tornar o regime de partilha mais atrativo ao reduzir a preponderância da Petrobras como operadora, promovendo maior competição nas licitações. Ao permitir a adoção do regime de concessão em determinadas áreas do pré-sal, o projeto também visa dinamizar o setor, ao oferecer um modelo contratual considerado mais favorável pelos agentes de mercado.

ANP APROVA RESOLUÇÃO COM REQUISITOS PARA CUMPRIMENTO DO PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO FORA DA ÁREA SOB CONTRATO DE CONCESSÃO

Em 13/06/2025, foi publicada a Resolução ANP nº 983/2025 (“RANP 983”), que estabelece os requisitos e os procedimentos para o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) fora dos limites da área original sob contrato.

O PEM poderá ser cumprido fora dos limites da área original, desde que a área receptora esteja no mesmo ambiente e o contrato receptor tenha o mesmo operador do contrato original. Caso a área original seja classificada como fronteira exploratória, a receptora também deve possuir essa mesma caracterização.

O cumprimento do PEM fora da área original pode ser parcial ou integral, cabendo ao concessionário definir o volume de Unidades de Trabalho (UTs) ou a atividade compromissada a ser realizada na nova área. A resolução também garante flexibilidade ao permitir a utilização de uma ou mais áreas receptoras e contratos originais, com a exigência de perfuração de um poço a cada 1.000 UTs executadas. Se restarem UTs inferiores a esse total, eles devem ser realizados em uma única área receptora.

As atividades devem ser executadas até o término do período exploratório do contrato original, ou, se menor, do contrato receptor. Em casos envolvendo múltiplos contratos, o operador deve observar os prazos de cada um. Não serão admitidas prorrogações ou suspensões da fase exploratória enquanto o PEM não tiver sido totalmente abatido, exceto em hipóteses específicas, como poço em perfuração ou situações de força maior.

A norma também define quais atividades podem ser consideradas para fins de abatimento do PEM, dependendo se a área receptora é contratada ou não. Não serão aceitas isenções, exonerações ou mudança de operador enquanto o PEM não for integralmente cumprido. Além disso, o cumprimento do PEM em outra área não gera direito sobre eventuais descobertas ou declarações de comercialidade realizadas nessas áreas receptoras.

LEILÃO DA PPSA COMERCIALIZA 74,5 MILHÕES DE BARRIS DE PETRÓLEO DA UNIÃO COM POTENCIAL DE ARRECADAÇÃO RECORDE DE R\$ 28 BILHÕES

Em 26/06/2025, a PPSA comercializou 74,5 milhões de barris de petróleo da União durante o 5º Leilão de Petróleo da União. A operação tem potencial de gerar R\$ 28 bilhões em arrecadação para os cofres públicos ao longo de 2 anos — R\$ 3 bilhões acima da estimativa inicial. Este foi o leilão com o maior número de vencedores distintos e com os melhores preços já registrados, incluindo um recorde no valor pago pelo petróleo da União.

As principais vencedoras foram Petrobras, Equinor, os consórcios Galp/ExxonMobil e PetroChina/Refinaria de Mataripe, com destaque para a intensa disputa pelos volumes dos campos de Mero, conforme detalhado no resumo executivo a seguir.

LOTE CAMPO	VOLUME COMERCIALIZADO	PROPONENTE VENCEDORA	VALOR PARA A UNIÃO
Lote 1 – Mero/Guana-bara	14 milhões de barris	Petrobras	Brent datado menos US\$ 1,22 / barril
Lote 2 – Mero/Septiba	14 milhões de barris	Galp + ExxonMobil	Brent datado menos US\$ 1,35 / barril

LOTE CAMPO	VOLUME COMERCIALIZADO	PROPONENTE VENCEDORA	VALOR PARA A UNIÃO
Lote 3 – Mero/D. de Caxias	14 milhões de barris	Equinor	Brent datado menos US\$ 1,11 / barril
Lote 4 – Mero/Alex. Gusmão e Mero PL	15 milhões de barris e 2,5 milhões de barris	Petrobras	Brent datado menos US\$ 1,54 / barril
Lote 5 – Búzios	3,5 milhões de barris	Petrochina + Refinaria de Mataripe	Brent datado menos US\$ 1,14 / barril
Lote 6 – Itapu	6,5 milhões de barris	Petrochina + Refinaria de Mataripe	Brent datado menos US\$ 0,65 / barril
Lote 7 – Sépia	5 milhões de barris	Petrobras	Brent datado menos US\$ 1,69 / barril

COMERCIALIZAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS



ANP APROVA NOVA RESOLUÇÃO PARA CERTIFICAÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS

A Resolução ANP nº 984, de 2025 (“RANP 984”), publicada, pela ANP, em 16/06/2025, atualiza a regulamentação da certificação de biocombustíveis no âmbito do RenovaBio, substituindo a norma anterior (Resolução nº 758/2018). Entre as principais inovações está a criação de uma agenda de atualizações da ferramenta RenovaCalc, que permitirá maior agilidade na incorporação de melhorias metodológicas e no cálculo da intensidade de carbono. A norma também revisa os procedimentos de certificação para novos produtores, com regras mais claras sobre dados iniciais, renovação de certificados e substituição de firmas inspetoras, oferecendo mais controle e flexibilidade no ingresso de novos agentes.

A nova regulação estabelece critérios técnicos e responsabilidades das equipes de auditoria, além de prever sanções às firmas inspetoras, como advertências, suspensões e cancelamentos de credenciamento. Também foram detalhados os requisitos para habilitação, validade e suspensão dos certificados, auditorias anuais e obrigações documentais, inclusive para produtores estrangeiros.

Por fim, a RANP 984 exige nova certificação sempre que houver alteração relevante na rota de produção, com avaliação do impacto sobre a intensidade de carbono. Ao consolidar regras para transferências, elegibilidade e alterações operacionais, a norma reforça a segurança jurídica e a transparência do sistema, ao mesmo tempo em que oferece flexibilidade regulatória para acompanhar as dinâmicas do setor. A medida reflete o compromisso da ANP com a sustentabilidade, a inovação e a integridade do mercado de biocombustíveis.

ANP PUBLICARÁ LISTA DE SANÇÕES A DISTRIBUIDORES DE COMBUSTÍVEIS INADIMPLENTES COM AS METAS

A Diretoria ANP decidiu, em 26/06/2025, que publicará em breve uma lista de distribuidores de combustíveis inadimplentes com as metas do RenovaBio, incluindo aqueles sancionados por não cumprirem suas obrigações de redução de emissões.

Após essa publicação, ficará proibido fornecer combustíveis a esses agentes, incluindo produtores, importadores e comercializadores, entre outros. O agente regulado que infringir a vedação de comercialização com distribuidor incluído na lista estará sujeito à aplicação de multa, a qual poderá variar entre R\$ 100 mil e R\$ 500 milhões.

Tal medida claramente visa reforçar a efetividade do programa, promover a igualdade entre os participantes e facilitar o cumprimento das metas de redução de gases de efeito estufa em consonância com os objetivos do RenovaBio.

CNPE APROVA AUMENTO DA MISTURA DE ETANOL NA GASOLINA E DE BIODIESEL NO DIESEL

Em 25/06/2025, por meio das Resoluções CNPE nº 8 e 9/2025, o CNPE aprovou o aumento das misturas obrigatórias de biocombustíveis. A partir de 1º de agosto de 2025, a gasolina comum deverá conter 30% de etanol anidro, enquanto a gasolina premium terá 25%. No caso do diesel, a mistura obrigatória passará a ser de 15% de biodiesel (B15).

Tais medidas visam não apenas fortalecer a autonomia energética do Brasil reduzindo a dependência de importações, mas também diminuir as emissões de gases de efeito estufa. Elas podem igualmente potencializar a produção nacional de biocombustíveis, uma vez que esses aumentos podem servir de estímulo para esse mercado.

GÁS NATURAL E BIOMETANO



ANP APROVA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA SOBRE PLANO COORDENADO DE GÁS NATURAL

A diretoria da ANP aprovou, em 25/06/2025, a abertura de consulta pública sobre o 1º Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural (“Plano Coordenado”), elaborado pela Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (“ATGÁS”) em conjunto com os transportadores Nova Transportadora do Sudeste (“NTS”), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A (“TBG”) e Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”).

Nos termos do art. 15 da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), o Plano Coordenado, de elaboração obrigatória e periódica pelos transportadores sob coordenação do gestor de área de mercado, tem como objetivo atender à demanda projetada por transporte, diversificar as fontes de gás natural e garantir a segurança de suprimento em um horizonte de 10 anos. O plano deve ser submetido à ANP, que é responsável por sua avaliação e aprovação, mediante realização de consulta pública, conforme previsto na regulação aplicável.

O material referente ao plano está disponível para consulta no [website da ANP](#), e o período de consulta pública vai de 4/7/2025 a 18/8/2025.

TAG APRESENTA À EPE PROJETO DE NOVO GASODUTO NO NORDESTE

A TAG está elaborando um projeto de um novo gasoduto no Nordeste, para contornar gargalos na infraestrutura entre Pernambuco e Ceará – um trecho de cerca de 700 km de extensão. Segundo a empresa, o projeto foi apresentado recentemente à EPE.

Segundo a TAG, o projeto conceitual do gasoduto está sendo desenvolvido, para assim aproveitar a elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, pela EPE, para aprofundar a discussão do projeto com o mercado.

ANP AUTORIZA A CONSTRUÇÃO DO GASODUTO DE ESCOAMENTO DO PROJETO RAIA APÓS AVALIAÇÃO DA EPE

A ANP autorizou a construção do gasoduto de escoamento do Projeto Raia, operado pela Equinor, que se inicia nas áreas de desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada, localizadas na região sul da Bacia de Campos, a cerca de 200 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. O gasoduto conectará o FPSO diretamente à malha de transporte da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), em Macaé/RJ, sem processamento do gás em terra. A autorização foi precedida de avaliação da EPE, conforme previsto no art. 6-F, §2º, do Decreto nº 10.712/2021, com redação dada pelo Decreto nº 12.153/2024.

A EPE concluiu que o projeto é compatível com o planejamento setorial e recomendou sua autorização, destacando a importância do empreendimento para o escoamento de uma oferta significativa de gás natural nacional. A avaliação também considerou a contribuição do projeto para a modicidade tarifária e seu alinhamento com os objetivos do Programa Gás para Empregar, reforçando sua relevância estratégica para o setor. O projeto Raia prevê uma exportação de 16 milhões de m³ de gás por dia.

EPE PUBLICA VERSÃO FINAL DA NOTA TÉCNICA SOBRE TARIFAS DE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO PARA OS SISTEMAS SIE E SIP

O documento apresenta uma metodologia aprimorada baseada em fluxo de caixa projetado – incluindo retorno sobre capital, depreciação, custos operacionais e impostos – o que substitui o modelo tradicional de fluxo de caixa descontado.

Os resultados mostram que as tarifas de acesso ao transporte e processamento de gás natural tendem a diminuir ao longo do tempo, refletindo a amortização dos investimentos, mas continuam garantindo retorno adequado aos investidores. A metodologia gera transparência e previsibilidade, apoiando decisões de investimento e fornecendo subsídios para o MME definir níveis tarifários justos e adequados ao mercado.

LEILÃO DE GÁS NATURAL DA UNIÃO PODE FICAR PARA 2026; PPSA COGITA CONTRATAR PETROBRAS

O Ministério de Minas e Energia (“MME”) admitiu, em 16/06/2025, que o leilão de gás natural da União pode atrasar e ficar para o primeiro semestre de 2026, contrariando a expectativa inicial criada em 11/06/2025, quando o ministério anunciou para lideranças do setor que trabalha numa nova resolução do CNPE para conduzir o leilão de gás natural da União ainda em 2025 – objetivo inicial do governo para ofertar a molécula a preços mais competitivos.

Já a PPSA afirmou, em 16/06/2025, que cogita contratar a Petrobras como agente comercializador, sendo essa uma das alternativas para viabilizar o leilão de gás natural da União.

Os custos atuais são os principais entraves para o leilão do gás da União, mediante o qual o governo pretende injetar gás mais barato no mercado e, assim, cumprir um dos objetivos do programa Gás para Empregar. Apesar disso, tal redução do preço da molécula depende tanto do sucesso do governo em reduzir os custos da infraestrutura quanto da própria concorrência no leilão.

ANP ASSINA ACORDO COM AGÊNCIA REGULADORA DO MATO GROSSO DO SUL

Em 16/06/2025, a ANP celebrou com a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul (“AGEMS”) um acordo de cooperação, o qual prevê a execução de estudos sobre a regulação das atividades da indústria do gás natural nos âmbitos estadual e federal, além do aprofundamento dos debates sobre o Programa do Novo Mercado de Gás, bem como a regulação do aproveitamento do biogás de distintas origens.

Essa iniciativa é um bom sinal do sentido da harmonização regulatória e, consequentemente, da diminuição dos custos de transação da indústria de gás natural.

DECRETO DO GOVERNO DO RIO REGULAMENTA BIOMETANO

Em 26/06/2025, foi publicado o Decreto nº 49.715/2025, do Estado do Rio de Janeiro, que regulamenta a Lei nº 6.361/2012, que instituiu a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR), atualizando e complementando o Decreto anterior (nº 44.855/2014).

O novo Decreto determina que a concessionária de distribuição de gás natural deve realizar, de forma obrigatória, Solicitações Públicas de Propostas (SPP) para a compra de biometano com o

objetivo de suprir o mercado regulado, conforme previsto na Lei Estadual nº 6.361/2012. Essas solicitações devem ocorrer anualmente até que se atinja o percentual mínimo de fornecimento estabelecido pela legislação, podendo também ser realizadas de forma plurianual. Após alcançar esse percentual, a concessionária deverá manter esse volume por meio de novas SPPs, respeitando as condições previamente definidas no decreto.

A regulamentação também exige que o edital da SPP seja submetido à aprovação da Agenesra, a agência reguladora estadual, que terá o prazo máximo de 30 dias para se manifestar. Além disso, o edital deve ser publicado com pelo menos 90 dias de antecedência em relação à data de apresentação das propostas, garantindo tempo hábil para que os potenciais fornecedores providenciem a documentação necessária.

EPE DIVULGA *FACT SHEET* SOBRE POTENCIAL ECONÔMICO DE BIOMETANO COMO ALTERNATIVA VEICULAR

Em 13/06/2025, a EPE publicou o *Fact Sheet* “Resíduos Rurais e o Consumo de Combustíveis”, que avalia o potencial técnico e econômico de substituição de diesel e gasolina por biometano gerado a partir de resíduos agropecuários. Com base em dados de 2022, estima-se que resíduos agrícolas e pecuários poderiam produzir, respectivamente, 55 e 24 bilhões de litros de diesel equivalente. A análise utiliza a plataforma SInergia, que simula a viabilidade econômica desse aproveitamento por meio de diferentes cenários tecnológicos e de mercado.

Os resultados indicam que até um terço do consumo nacional de diesel e gasolina — o equivalente a 150% das importações — poderia ser substituído por biometano viável economicamente, considerando um preço de R\$ 2,90/m³. A avaliação considerou consórcios municipais, custos diretos, receitas e desafios como a adaptação de frotas. A ferramenta da EPE também contribui para formulação de políticas públicas, como a Lei do Combustível do Futuro, e será usada em estudos futuros para fomentar o papel do biometano na transição energética e na redução da dependência de combustíveis fósseis.

INDÚSTRIA OFFSHORE & PORTUÁRIO



YINSON CAPTA US\$ 1,1 BILHÃO PARA FPSO MARIA QUITÉRIA

A Yinson Bergenia Production, subsidiária da Yinson Production, emitiu US\$ 1,168 bilhão em títulos de dívida para amortizar a dívida da aquisição do FPSO Maria Quitéria, afretado à Petrobras para atividades no campo de Jubarte, na Bacia de Campos.. Trata-se do maior e mais longo *project bond* de FPSO já emitido.

Esse *project bond* reafirma a nível global os FPSOs como uma classe de ativos, e também consolida os mercados de capitais internacionais como uma importante fonte de *funding* para esse mercado.

ANTAQ MODERNIZA PROCEDIMENTOS APLICÁVEIS ÀS EBNS QUE OPERAM NAS NAVEGAÇÕES DE APOIO PORTUÁRIO, APOIO MARÍTIMO, CABOTAGEM E LONGO CURSO.

A Agência Nacional de Transportes Aquaviários (“ANTAQ”) publicou, em 06/06/2025, a Resolução ANTAQ nº 129/2025 (“RANTAQ 129”) com o propósito de modernizar os procedimentos aplicáveis às Empresas Brasileiras de Navegação (“EBN”) que operam nas navegações de apoio portuário, apoio marítimo, cabotagem e longo curso.

A RANTAQ 129 introduz avanços significativos na regulação do afretamento marítimo ao classificar de forma clara as modalidades de afretamento: casco nu, por tempo, por viagem e por espaço. Essa distinção permite um tratamento regulatório mais preciso, adequado à natureza da operação e ao tipo de embarcação envolvida.

A RANTAQ 129 também aprimora o processo de circularização e bloqueio, ao estabelecer prazos definidos, critérios técnicos objetivos e permitir bloqueios parciais. A norma consolida aspectos operacionais relevantes, como regras para subafretamento, emissão do Certificado de Autorização de Afretamento (CAA), encerramento de contratos e envio de documentos com tecnologia OCR. Além disso, disciplina sanções por descumprimento.

OPINIÃO: TRIBUTÁRIO

APROPRIAÇÃO DE CRÉDITOS DA CONTRIBUIÇÃO AO PIS E DA COFINS E ATIVIDADES DE DESCOMISSIONAMENTO



RODRIGO BEVILAQUA
rodrigo.bevilaqua@cesconbarrieu.com.br



FERNANDA STOECKLI
fernanda.stoeckli@cesconbarrieu.com.br

A Receita Federal do Brasil (“RFB”) emitiu pronunciamento em recente Solução de Consulta vedando a uma pessoa jurídica que explora jazidas minerais a apropriação de créditos da contribuição ao PIS e da Cofins sobre os dispêndios com a descaracterização de barragens “a montante”.

Embora essa posição restritiva se dirija a contribuintes que exercem atividade minerária, o entendimento tem potencial impacto em outros setores econômicos nos quais os gastos com desmobilização e descomissionamento das estruturas operacionais são relevantes e obrigatórios, como o setor de óleo e gás.

No caso analisado, a RFB negou o direito da mineradora à apropriação dos créditos fundamentalmente porque entendeu que os dispêndios seriam estranhos à produção de bens destinados à venda ou à prestação de serviços, apesar de exigidos pela legislação regulatória e ambiental. Além disso, entendeu que os dispêndios não se qualificariam como “insumo” pois os gastos ocorrem após a venda dos produtos comercializados.

Se esse tipo de entendimento vier a ser inadvertidamente aplicado ao setor de óleo e gás, haverá relevantes argumentos jurídicos para questioná-lo, na medida em que o descomissionamento dos campos de petróleo é uma exigência imposta pela Lei nº 9.748 (“Lei do Petróleo”). Além disso, diversos atos normativos infralegais exarados no âmbito regulatório (RANP 817/2020) e fiscal (IN RFB 1.778) reconhecem que os gastos incorridos com o abandono de poços exploratórios estão abrangidos na fase de exploração, ainda que para outros fins.

Mais que isso, deve-se ter em mente que vedação à apropriação dos créditos de PIS e Cofins nessa etapa expõe os contribuintes a custo inesperado justamente quando a pessoa jurídica já não mais auferir nenhuma receita com a exploração de sua atividade econômica.

Os números envolvidos na atividade descomissionamento são impactantes e não podem ser desprezados. A adoção de políticas fiscais que estimulem a realização segura e ambientalmente responsável dessas atividades ao final da vida útil no país de campos de petróleo, unidades e ativos de produção contribuiriam para geração de emprego e renda associadas à fase final das atividades de upstream.

OPINIÃO: IMOBILIÁRIO

DIREITO REAL DE SUPERFÍCIE COMO ALTERNATIVA PARA UTILIZAÇÃO DE IMÓVEIS RURAIS POR ESTRANGEIROS EM PROJETOS DE O&G



IVANA BOMFIM
ivana.bomfim@cesconbarrieu.com.br

Não é novidade que a legislação brasileira estabelece restrições à aquisição e ao arrendamento rural de imóveis rurais no Brasil, as quais são previstas na Lei Federal nº 5.709/1971, no Decreto nº 74.965/1974 e na Lei Federal nº 8.629/1993, em conformidade com interpretação dada pelo parecer da Advocacia Geral da União CGU/AGU Nº 01/2008 – RVJ, de 23/08/2010.

Tais restrições precisam ser observadas por: **(i)** pessoas físicas estrangeiras residentes no Brasil; **(ii)** pessoas jurídicas estrangeiras autorizadas a funcionar no Brasil; e **(iii)** pessoas jurídicas brasileiras da qual participem, a qualquer título, pessoas estrangeiras físicas ou jurídicas que tenham a maioria do seu capital social e residam ou tenham sede no Exterior ou que sejam controladas, direta ou indiretamente, por estrangeiros. As operações realizadas em inobservância ao disposto na legislação aplicável constituem atos nulos de pleno direito.

As aquisições indiretas de imóveis rurais por estrangeiros ou por sociedades brasileiras de capital estrangeiro, a qualquer título, – por exemplo, via aquisição de participação societária majoritária ou controle de sociedade, que seja proprietária ou arrendatária de imóvel rural – também estão sujeitas a essas restrições.

Nesse contexto, tais operações dependem da prévia aprovação do INCRA, para verificação da observância das restrições no caso concreto. E, caso a área do imóvel rural seja superior a 100 Módulos de Exploração Indefinida (cujo valor varia de acordo com as características de cada região do Brasil), a operação realizada por pessoas jurídicas também dependerá da prévia aprovação do Congresso Nacional.

Ante essas restrições, que impõem riscos e dificuldades à efetivação de operações no ritmo exigido pelo mercado de O&G, os agentes procuram alternativas para viabilizar a utilização dos imóveis em operações de aquisição de ativos ou em M&As que contemplam a aquisição indireta de gasodutos ou instalações da indústria de O&G, muitas vezes localizados em imóveis rurais. Não é possível precisar o tempo necessário para se obter a autorização prévia do INCRA e do Congresso Nacional e nem se tal autorização será efetivamente obtida, por ausência de

precedentes concretos e em razão de as atividades principais atreladas à indústria de O&G não serem rurais, o que pode resultar na exigência do INCRA de prévia conversão desses imóveis em urbanos, o que muitas vezes é inviável no caso concreto.

Uma das alternativas comumente utilizadas nessas operações é a constituição do direito real de superfície sobre os imóveis rurais. A constituição / aquisição de tal direito real permite a utilização do imóvel de uma forma segura e sem a necessidade de observância das restrições aplicáveis à aquisição de propriedade e ao arrendamento rural, por ausência de vedação expressa em lei.

O direito de superfície de imóveis rurais é classificado como direito real autônomo, distinto da propriedade, o qual permite que o proprietário de imóvel conceda a terceiro o uso de sua propriedade para os fins de construção ou plantio, por um prazo determinado, a título gratuito ou oneroso. Deve ser constituído por escritura pública lavrada pelo Tabelionato de Notas e devidamente registrada no competente Ofício de Registro de Imóveis para sua constituição.

Alguns pontos devem ser considerados na avaliação do direito de superfície como alternativa, dentre os quais:

- (a) o cálculo do ITBI ou do ITCMD, tanto na constituição do direito de superfície quanto na sua extinção, o que deve ser avaliado caso a caso de acordo com a legislação fiscal e urbanística local e a depender de o direito de superfície ser constituído a título gratuito ou oneroso;
- (b) a devida descrição da área total do imóvel e da área que será objeto do direito real de superfície, com seus respectivos valores de avaliação, o que impactará o cálculo do ITBI e do ITCMD, os custos de constituição do direito de superfície e o valor do bem para fins do imposto de renda;
- (c) a consulta das normas extrajudiciais da corregedoria do local dos imóveis e, se possível, ao entendimento do Oficial do Ofício de Registro de Imóveis competente para validar a efetiva possibilidade de constituição / aquisição de direito real de superfície sobre imóveis rurais em favor de estrangeiros e ante o risco de interpretações extensivas das restrições;
- (d) a finalidade da utilização do imóvel, uma vez que o direito real de superfície objetiva que o superficiário construa ou plante na superfície do imóvel que lhe foi cedida, podendo encontrar limitações caso o “superficiário” vá apenas usufruir de construção já existente ou caso a construção seja realizada pelo próprio proprietário para uso do “superficiário”;
- (e) o prazo de sua constituição, que deve ser limitado; e
- (f) a necessidade de o imóvel sobre o qual será constituído o direito real de superfície estar regular sob o ponto de vista registral, pois o direito de superfície somente será constituído com o registro da escritura junto ao Ofício de Registro de Imóveis competente.

A avaliação das vantagens e desvantagens do direito real de superfície deve ser feita de forma criteriosa frente às alternativas disponíveis e já praticadas pelo mercado, à exemplo da prévia conversão do imóvel de rural para urbano, ou alternativas contratuais, como a cessão de uso, o usufruto, a locação regulada pelo Código Civil, dentre outras.

FALE CONOSCO

Nossa Newsletter tem o objetivo de manter atualizados nossos clientes com as últimas notícias e alterações regulatórias do setor de óleo e gás. Para aconselhamento jurídico detalhado, entre em contato com a nossa equipe especializada:

TIME DE ÓLEO E GÁS



ANDRÉ LEMOS

SÓCIO

andre.lemos@cesconbarrieu.com.br



CINTHIA DE LAMARE

SÓCIO

cinthia.lamare@cesconbarrieu.com.br



IVANA BOMFIM

SÓCIA

ivana.bomfim@cesconbarrieu.com.br



MAURÍCIO TEXEIRA DOS SANTOS

SÓCIO

mauricio.santos@cesconbarrieu.com.br



RAFAEL BALERONI

SÓCIO

rafael.baleroni@cesconbarrieu.com.br



RODRIGO BEVILAQUA

SÓCIO

rodrigo.bevilaqua@cesconbarrieu.com.br



FERNANDA STOECKLI

ASSOCIADA

fernanda.stoeckli@cesconbarrieu.com.br

**CESCON
BARRIEU**