

PARECER N° , DE 2024

Da COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA, sobre o Projeto de Lei nº 327, de 2021, do Deputado Christino Aureo, que *institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten); e altera as Leis nºs 13.988, de 14 de abril de 2020, 11.484, de 31 de maio de 2007, e 9.991, de 24 de julho de 2000.*

Relator: Senador **LAÉRCIO OLIVEIRA**

I – RELATÓRIO

Vem ao exame desta Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) o Projeto de Lei (PL) nº 327, de 2021, que *institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN).*

O PL possui quatro capítulos.

O Capítulo I abrange os artigos 1º ao 4º.

O artigo 1º institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), e define que o Poder Executivo indicará os órgãos responsáveis pela regulamentação, supervisão e execução do PATEN.

O artigo 2º estabelece os objetivos do PATEN, que incluem o financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável, a aproximação entre financiadores e empresas interessadas, a utilização de créditos detidos por pessoas jurídicas de direito privado junto à União como forma de financiamento, e a promoção da geração e do uso eficiente da energia de baixo carbono por meio de projetos sustentáveis alinhados aos compromissos de redução de emissão de gases de efeito estufa assumidos pelo Brasil.



Assinado eletronicamente, por Sen. Laércio Oliveira

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/4718114013>

O artigo 3º define os projetos de desenvolvimento sustentável como aqueles destinados a obras de infraestrutura, pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica que proporcionem benefícios socioambientais ou mitiguem impactos ao meio ambiente. Também identifica os setores prioritários para esses projetos.

O artigo 4º estabelece que o PATEN será composto pelo Fundo de Garantias para o Desenvolvimento Sustentável (Fundo Verde) e pela transação tributária condicionada ao investimento em desenvolvimento sustentável.

O Capítulo II – Do Fundo de Garantia para o Desenvolvimento Sustentável (Fundo Verde) (arts. 5º a 14) cria o Fundo Verde, a ser administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com o propósito de garantir, total ou parcialmente, o risco dos financiamentos concedidos por instituições financeiras para o desenvolvimento de projetos no âmbito do PATEN. Os créditos detidos por pessoas jurídicas de direito privado perante a União serão utilizados para compor o Fundo Verde.

O Capítulo III – Da Transação Tributária Condicionada ao Investimento em Desenvolvimento Sustentável (arts. 15 e 16) permite que pessoas jurídicas com projetos de desenvolvimento sustentável aprovados submetam propostas de transação individual de débitos perante a União, suas autarquias e fundações públicas.

O Capítulo IV – promove alterações na Lei nº 11.484, de 31 de maio de 2007 (art. 17), para incluir acumuladores elétricos e seus separadores no Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS, e na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 (art. 18), para permitir que as distribuidoras de energia possam aplicar recursos de eficiência energética para instalar sistemas de geração de energia renovável em edificações pertencentes a associações comunitárias de natureza jurídica de direito privado sem fins lucrativos para atendimento a beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica, bem como para atender objetivos do Paten.

Por fim, o artigo 19 determina a vigência na data de sua publicação.

Na sua essência, o PATEN busca incentivar o desenvolvimento de projetos sustentáveis relacionados a fontes de energia renovável, de tecnologias limpas e de ações que beneficiem o meio ambiente, por meio de instrumentos como o Fundo Verde, fundo de garantia administrado pelo BNDES, e a



transação tributária condicionada a investimentos em desenvolvimento sustentável. Essas medidas têm o objetivo de promover a transição energética e a sustentabilidade ambiental.

Após recebimento pela Mesa, a proposição foi encaminhada para apreciação desta comissão, seguindo posteriormente para o plenário do Senado Federal.

No dia 05 de setembro do exercício corrente, realizamos audiência pública para debater o PL, e recebemos na CI todos os agentes interessados na matéria: a Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, Associação Brasileira de Bioinovação, a Associação Brasileira de Veículos Elétricos, a Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente, a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica, a Associação Brasileira da Empresas de Serviços de Conservação de Energia, a Associação Brasileira para o Desenvolvimento de Atividades Nucleares, a Associação Brasileira de Energia Eólica, a União da Indústria de Cana-de-açúcar e Bioenergia, a Associação Brasileira de Geração Distribuída, o Conselho Federal de Química, a Associação Brasileira das Indústrias de Vidro, e, pelo Poder Executivo, representantes do Ministério de Minas e Energia, do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, e Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

Foram apresentadas doze emendas ao projeto de lei, conforme relato a seguir.

A emenda nº 1 do Senador Zequinha Marinho busca estabelecer obrigatoriedade de contratação da energia elétrica das usinas de recuperação energética de resíduos sólidos pela compra direta realizada pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A emenda nº 2 do Senador Esperidião Amin visa permitir a utilização dos instrumentos propostos para na região carbonífera e no carvão mineral, sob denominação de carbono sustentável.

A emenda nº 3 do Senador Irajá altera a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que trata da microgeração e minigeração distribuída, para estender o prazo, de 12 para 30 meses, para o início da injeção de energia por minigeradores de fonte solar e, consequentemente, manter a isenção de



pagamento pelo custo das redes de transmissão e distribuição de energia até 2045.

A emenda nº 4 do Senador Zequinha Marinho altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2002, para permitir a utilização de recursos de eficiência energética em edificações de associações comunitárias, e em comunidades populares de baixa renda, sob determinados condicionantes.

A emenda nº 5 do Senador Fernando Farias busca ampliação dos créditos que podem ser utilizados, considerando os prejuízos fiscais como parte dos que seriam elegíveis ao PATEN.

A emenda nº 6 do Senador Eduardo Gomes visa permitir a transferência de quotas do Fundo Verde entre empresas com a mesma raiz de CNPJ desde que não tenham sido dadas como garantia.

A emenda nº 7 do Senador Eduardo Gomes foi retirada pelo autor.

A emenda nº 8 do Senador Eduardo Gomes e a emenda nº 10 do Senador Fernando Farias buscam ampliar a possibilidade de serem elegíveis aos instrumentos do PATEN as usinas hidrelétricas acima de 50 MW de capacidade instalada, e consideram a execução de obras de modernização de parques de produção energético de matriz sustentável como projetos de desenvolvimento sustentável.

A emenda nº 9 da Senadora Daniella Ribeiro e a emenda nº 11 do Senador Rogério Carvalho acrescentam novo inciso V ao art. 3º, parágrafo 1º, para que sejam elegíveis ao PATEN infraestrutura, serviço e sistema de transporte público ou de interesse público que promovam descarbonização e eficiência energética.

A emenda nº 12 da Senadora Rosana Martinelli, de forma similar à emenda nº 1, busca estabelecer a compra de energia elétrica a partir de usinas de biodigestão anaeróbica ou de recuperação energética de resíduos sólidos por meio de contratação antecipada e vinculada ao contrato de concessão. Para tanto, traz como instrumento de organização o uso de consórcios públicos, mas que, igualmente ao que se observou anteriormente, ancora os custos no consumidor de energia elétrica.

É o relatório.



II – ANÁLISE

Compete à Comissão de Serviços de Infraestrutura, nos termos do art. 104 do Regimento Interno do Senado Federal (RISF), analisar as matérias que lhe são submetidas.

Sob nossa ótica, não acreditamos haver óbice quanto à constitucionalidade formal ao PL nº 327, de 2021. É competência privativa da União legislar sobre energia e sobre política de crédito, câmbio, seguros e transferência de valores (conforme art. 22, incisos IV e VII da Constituição Federal de 1988 (CF88). Uma vez que a matéria está de acordo com o disposto no RISF, consideramos que atende ao requisito de regimentalidade. Também atende aos requisitos de boa técnica legislativa que preceitua a Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998.

O PL nº 327, de 2021, também atende aos critérios de inovação do ordenamento jurídico vigente, é compatível e alinhado ao ordenamento legal, bem como observa atributo.

Passemos ao mérito.

O Congresso Nacional, assim como este colegiado, tem se dedicado às pautas voltadas para a emergência climática, à transição energética e à economia de baixo carbono.

Aprovamos recentemente os marcos legais do hidrogênio verde e de baixo carbono, e do Combustível do Futuro, e estamos nos debruçando sobre o marco legal da geração de energia eólica *offshore*, e do mercado de carbono. Trata-se de um grande esforço para permitir os investimentos na infraestrutura para transição energética profunda do Brasil, para além dos passos que já demos e concluímos, e que nos tornou uma referência em economia de baixo carbono.

A proposta do PATEN visa auxiliar em um dos entraves da economia verde. Os projetos de energia e de descarbonização em diversos setores industriais são intrinsecamente intensivos em capital, demandando esforço significativo dos agentes para que possam viabilizar seus projetos.

O mecanismo de fundo de aval proposto poderá ser utilizado para redução dos riscos e da incerteza, e, assim, fazer com que mais projetos se tornem viáveis. Portanto, a proposta busca combater os impactos adversos

causados pela mudança no clima e contribui para o protagonismo do Brasil no fortalecimento de matriz energética de baixo carbono.

Foram apresentadas doze emendas, sendo uma delas retirada pelo autor. A despeito de serem notadamente meritórias, fazem-se necessárias algumas considerações.

A proposta de compra compulsória de energia elétrica prevista nas emendas nº 1 e 12 pode ser considerada uma intervenção demasiadamente danosa para o outro lado, os consumidores de energia elétrica do mercado regulado atendidos por uma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que implemente essa modalidade de compra de energia. Atualmente há mecanismo que pode ser utilizado para incentivar a fonte elencada pela emenda. A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, prevê o valor máximo entre Valor Anual de Referência (VR) e o Valor Anual de Referência Específico (VRES) a ser utilizado na contratação de empreendimentos como o que se busca incentivar.

A coluna dorsal do PATEN está na economia verde e de baixo carbono.

Em relação à emenda nº 2, a previsão de geração de fontes de baixo carbono é suficiente para atender ao anseio que o parlamentar busca, desde que seja descarbonizada a geração a partir do carvão mineral. O PL originalmente já prevê a utilização do PATEN para descarbonização, portanto, suficiente para permitir que ativos hoje poluentes busquem a realização de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono, se tornando fontes limpas. Dessa forma, a emenda, caso acatada, poderia abrir caminho para *greenwashing*, o que se pretende evitar nos projetos sob instrumentos do PATEN.

Por força do que estabelece o art. 7º, II da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, consideramos que a Emenda nº 3 não pode ser acatada pelo fato de ter sido recentemente deliberada no Plenário do Senado Federal por meio do Projeto de Lei nº 528, de 2020.

A Emenda nº 4 anseia utilização de recursos para finalidade nobre, mas cujos efeitos não parecem ser efetivos quanto à eficiência energética.



A Emenda nº 5 pode ter impacto fiscal significativo. Dessa forma, careceria de adequação quanto a despesas e receitas.

A emenda nº 6 pode ter complexidade demasiada para implementação, fator pelo qual mantendo o texto tal qual remetido pelo plenário da Câmara dos Deputados nesses quesitos.

As emendas nº 8 e 10, *prima facie*, são meritórias, acatadas na forma de emenda de relator, para que possa abranger a geração por fonte hidrelétrica entre os projetos prioritários elegíveis ao PATEN.

Conforme emendas nº 9 e 11, o setor de transporte também é objeto da pauta verde, consideramos que projetos de infraestrutura, serviço e sistema de transporte público ou de interesse público que promovam descarbonização e eficiência energética possam ser prioritários. Portanto, acatadas na forma de emenda de relator.

Adicionalmente, fruto da audiência pública por nós realizada nesta Comissão de Serviços de Infraestrutura, estamos propondo emenda de relator para que a geração de energia nuclear seja incluída dentre os projetos de desenvolvimento sustentável.

Com relação à geração de energia nuclear, não é preciso muito esforço para se concluir que é uma das alternativas mais eficientes de se gerar grandes quantidades de energia sem a emissão de gases de carbono.

Ainda sobre a transição energética, podemos destacar o relevante papel do gás natural na substituição de outras fontes fósseis mais poluentes, com custos competitivos para toda a cadeia.

Dada sua capacidade de substituir a baixo custo outras fontes, o gás natural consegue reduzir a pegada de carbono no ciclo de vida dos setores em que ele é utilizado, e assim permitindo acelerar a redução da emissão de dióxido de carbono, sobretudo nos processos industriais e no segmento de transporte. Por isso, o gás natural é apontado como um dos combustíveis da transição energética, no curto e médio prazo, e com efeitos positivos nos elos adjacentes que precisam manter competitividade frente aos pares internacionais.



Como já citamos o marco legal do hidrogênio, podemos aqui reprisesá-lo como importante, e, para além, a sinergia que ele apresenta com a indústria do gás natural. O hidrogênio usado atualmente é aquele produzido a partir da reforma a vapor de gás natural ou outros hidrocarbonetos. Com a utilização de sequestro geológico de carbono, prevista no Combustível do Futuro, teremos um hidrogênio de baixo carbono produzido a partir do gás natural e capaz de auxiliar na descarbonização de indústrias energointensivas e poluidoras.

Além disso, o gás natural constitui insumo básico de diversos processos industriais e o aumento da sua oferta poderá contribuir para o desenvolvimento econômico e social através da instalação de novas indústrias que o utilizam como matéria-prima ou fonte de calor em processos industriais.

Uma das primeiras modificações está na alteração da redação do art. 3º, deixando claro que projetos que tenham como objeto o aumento da oferta de gás natural e da infraestrutura necessária para a comercialização de gás natural serão também considerados projetos de desenvolvimento sustentável.

Estamos também propondo a inclusão do novo capítulo com diversas medidas destinadas a fomentar o mercado de gás natural.

Como agente do setor de energia, e que milito para seu aperfeiçoamento ao longo das últimas décadas, fui procurado por diversos agentes que salientaram a necessidade de medidas legais complementares à Nova Lei do Gás para a obtenção de um mercado interno competitivo e de maior dimensão no segmento do gás natural.

Em consequência, dirigimos correspondência aos agentes públicos e privados solicitando sugestões de medidas que incentivem a expansão dos sistemas de escoamento de gás natural e de outros mecanismos que confirmam maior flexibilidade e dinamismo ao mercado de gás natural.

As contribuições recebidas foram bastante úteis. Haverá aumento da produção de gás natural associado ao petróleo em campos marítimos situados na região do pré-sal. Para lograr a otimização do seu aproveitamento, sem a qual não será possível reduzir os elevados níveis de reinjeção de gás natural nesses campos de petróleo, é preciso ação decisiva de governo.



Em diversos casos, a reinjeção do gás natural se apresenta como a melhor alternativa para o País, pela impossibilidade de ser comercializado quando existe nível elevado de contaminante, que torna economicamente inviável a sua movimentação e processamento. Há casos, contudo, que a reinjeção do gás natural ocorre pela falta de infraestrutura necessária à sua comercialização ou pela falta de mercado para a sua comercialização, em termos competitivos com outros energéticos concorrentes. Dessa forma, vislumbramos que há uma falha de mercado que não permite o melhor aproveitamento dos recursos naturais nacionais, destacadamente o gás natural conhecido e produzido, porém, reinjetado, por conta da ausência de condições que favoreçam a sua disponibilidade (oferta) ao mercado brasileiro.

Dentre essas medidas, deve ser exigido que as unidades marítimas empregadas na produção de petróleo tenham capacidade para fazer o escoamento do gás natural, desde que essa solução seja técnica e economicamente viável, a critério da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ainda que também possua equipamentos para fazer a sua reinjeção no reservatório.

Outra questão que precisa ser endereçada para facilitar o aproveitamento do gás natural produzido no País está no desenvolvimento de instalações de estocagem subterrânea de gás natural. O gás natural produzido no Brasil vem geralmente associado ao petróleo. Isso impede que o fluxo do gás natural produzido possa ser controlado em função do aumento ou diminuição do seu consumo, o que dificulta a sua comercialização. Esse problema é geralmente resolvido com o emprego de instalação de estocagem subterrânea de gás natural. Contudo, uma das dificuldades de se desenvolver essas instalações no Brasil está no custo de transportar o gás natural até essas instalações e depois até a unidade consumidora. Por esse motivo, está sendo proposta a criação do regime tarifário especial para o transporte de gás natural em gasoduto que tenha como origem ou destino instalação de estocagem subterrânea de gás natural ou que envolva percurso de curta distância dentro de um mesmo estado.

Para o caso de empreendimentos consumidores localizados dentro do mesmo estado no qual se encontra a fonte supridora do gás natural, está sendo proposto que a remuneração do serviço de transporte passe a guardar maior proporcionalidade com a distância – *capacity weighted distance* ou fator locacional –, reduzindo o peso do total da base regulatória de ativos na determinação da tarifa – o fator postal.



Em sendo a distância inferior a 5 km, penso que a remuneração do transporte seja integralmente baseada no fator locacional, expurgando o segundo componente, o fator postal, em sua totalidade. Essa proposta visa estimular a ligação ao sistema de transporte de empreendimentos que poderiam facilmente não ser conectados pela via de gasodutos dedicados de distribuição. A não conexão ao sistema de transporte de empreendimentos que consomem gás natural deve ser evitada porque reduz a quantidade de usuários do sistema de transporte e aumenta o custo do uso desse sistema pelos usuários que não possuem igual alternativa.

Além disso, empreendimentos não ligados ao sistema de transporte ficam restritos a uma única fonte de suprimento, estando mais sujeitos a risco de falha de fornecimento de gás natural e de oportunidades de contratação de outras fontes que possam ter menor custo, o que também deve ser evitado.

Considero importante que haja atenção aos demais modais de transporte de gás natural que não apenas o gasoduto. Trata-se do modal rodoviário de gás natural na forma comprimida (GNC) ou liquefeita (GNL) com o emprego de carretas adequadas para tanto. Uma das dificuldades existentes é a incerteza jurídica sobre a possibilidade de as unidades de compressão ou de liquefação de gás natural serem ligadas por duto próprio a qualquer fonte de suprimento.

Assim, proponho que o titular da unidade de compressão ou liquefação passe a ter o direito de construir gasoduto dedicado para ligar a sua instalação a qualquer fonte de suprimento de gás natural, limitando a uma distância de 5km, ressalvado o poder da ANP de autorizar extensões mais longas.

De forma um tanto semelhante, os produtores de biometano também enfrentam incertezas jurídicas para construir gasodutos próprios destinados a movimentar o biometano até unidades de compressão ou liquefação, bem como a gasodutos de transporte ou de distribuição. Por esse motivo, estamos propondo dar a esses agentes o direito de construir os próprios gasodutos para essa finalidade.

No caso da ligação a gasodutos de transporte ou de distribuição, estamos propondo que esse direito fique condicionado a que o produtor de biometano e a empresa titular do gasoduto de transporte ou de distribuição, com o qual se pretenda fazer a conexão, não cheguem a um acordo, no prazo de 180



(cento e oitenta) dias, sobre as condições comerciais da construção e uso do gasoduto a ser construído.

Ainda como forma de fomentar a comercialização de GNC e GNL, está sendo proposta, de forma temporária, a redução a zero da alíquota dos tributos federais incidentes na importação ou aquisição no mercado interno de insumos, bens, partes, peças e produtos intermediários destinados à fabricação de ônibus, caminhões, tratores e escavadeiras movidos a esses combustíveis. Isso permitirá substituir a importação de diesel consumido por esses veículos por gás natural produzido no Brasil. Trata-se de mais uma demanda importante para estimular o aumento da oferta de gás natural. Segundo algumas projeções, a demanda de gás natural para consumo em veículos pode chegar a 40 milhões de metros cúbicos por dia, com substancial redução no nível de emissão de CO₂ e particulados, comparados com a situação baseada em consumo.

De outro lado, reconhecemos hoje a necessidade de aumentar a concorrência no mercado de gás natural como forma de gerar a formação de preços mais justa. Para tanto, é necessário adotar medidas para combater a excessiva concentração de mercado na comercialização de gás natural. Importante reconhecer que essa concentração excessiva vem sendo considerada uma prática anticoncorrencial e, consequentemente, uma infração legal em diversos outros países cuja legislação protege a livre concorrência. Exatamente por essa razão, a Comunidade Europeia determinou, de forma compulsória, a redução de quantidades contratadas ou do prazo contratual em contratos firmados por empresas com posição dominante no mercado de gás natural europeu.

Essas medidas não atentam contra o ato jurídico perfeito, o que não seria permitido pela Constituição Federal pelo simples motivo de que contratos celebrados nesse contexto não podem ser considerados válidos. Na realidade, essas medidas corrigem infrações à legislação que protege a livre concorrência. Inclusive essa possibilidade já está contemplada tanto no art. 33 da Lei nº 14.134, de 2021, quanto na Resolução CNPE nº 3, de 2022, tendo também sido objeto do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado pela Petrobras com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) com relação à compra de gás natural de outros produtores.

Com essa finalidade, estamos propondo restrições para compra de gás natural por empresa com posição dominante no mercado, bem como procedimento de venda compulsória de gás natural por empresa que ao final de cada ano atinja uma contratação de fornecimento, em base firme, de



quantidades de gás natural que representem mais de 50% do mercado doméstico.

Outro problema que se observa atualmente no mercado de gás natural está no excesso de atribuições da ANP. Existe uma evidente dificuldade da ANP de criar toda a nova regulação que se faz necessária para implementar as reformas legais do setor, além das novas atribuições que estão sendo criadas. Assim, como modo de acelerar a implantação dessas medidas, está sendo proposto a criação do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural - CMSGN com poder de criar regulações transitórias enquanto a ANP conduz o processo para a criação de regulações definitivas.

Como a elaboração de novas regulações exige a realização de estudos técnicos por consultorias especializadas, o que frequentemente envolve custos muito elevados, também está sendo proposto que os recursos devidos por empresas produtoras de petróleo e gás natural por força da cláusula de PD&I dos contratos de concessão possam ser empregados na contratação dos referidos estudos.

Igualmente relevante fazer ajustes na Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, que trata do regime tributário da indústria do petróleo, e na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que instituiu o regime de partilha da produção de petróleo e gás natural. Proponho que ela esteja condizente com a realidade da indústria que ela busca incentivar, uma vez que, por interpretação do Poder Executivo, alguns bens utilizados no desenvolvimento da produção de campos de hidrocarbonetos não estavam sendo considerados elegíveis ao referido regime fiscal. Me refiro especificamente aos bens empregados nas atividades de escoamento, processamento, liquefação e regaseificação.

Com relação à Lei da Partilha, estamos propondo aperfeiçoamento para que o custo em óleo passe a abranger gastos na construção ou no arrendamento de instalações de escoamento e processamento de gás natural. Consideramos essas alterações essenciais para adequar os normativos vigentes ao arcabouço do setor energético, na completude dos recursos naturais, ou seja, para que considere as especificidades da oferta ao mercado do gás natural produzido no País.

Por sua vez, a amônia constitui matéria-prima produzida a partir do hidrogênio, e potencial combustível ou insumo para descarbonização de setores importantes. Ou seja, um dos elegíveis para substituição de combustíveis fósseis. Além disso, a amônia constitui a melhor forma de



transportar o próprio hidrogênio pela sua segurança e facilidade, sendo depois novamente transformada em hidrogênio, através de um processo de craqueamento.

Finalmente, a ureia também tem um papel relevante na transição energética, frequentemente esquecido. A ureia é matéria-prima para a produção de ARLA 32, usado para reduzir as emissões de óxidos de nitrogênio (NOx) nos motores a diesel equipados com a tecnologia SCR (Redução Catalítica Seletiva – a qual converte os gases poluentes que sairiam pelo escapamento em nitrogênio e vapor de água). O Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores, cuja fase P8 entrou em vigor no início de 2023, estabeleceu limites de emissões mais rígidos para veículos movidos a diesel no Brasil e implementou a necessidade do uso do sistema de Redução Catalítica Seletiva (SCR), o qual só funciona com o uso do ARLA 32.

Passemos ao voto

III – VOTO

Diante do exposto, opinamos pela constitucionalidade, juridicidade, regimentalidade e boa técnica legislativa do Projeto de Lei nº 327, de 2021, no mérito, votamos pela **aprovação** do PL nº 327, de 2021, com as emendas que apresento, pela aprovação das emendas nº 8 e 10; acolhimento parcial das emendas nº 9 e 11, na forma de emenda de relator, e pela **rejeição** das demais emendas, conforme segue:



Assinado eletronicamente, por Sen. Laércio Oliveira

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/4718114013>

EMENDA N° - CI

(PL nº 327, de 2021)

Altere-se o § 1º e 2º do art. 3º, do Projeto de Lei nº 327, de 2021, e acrescente-se novo § 4º, conforme a seguinte redação:

“Art. 3º

§ 1º

I – desenvolvimento de tecnologias e produção de combustíveis que reduzam a emissão de gases do efeito estufa, como:

- a) etanol;
- b) bioquerosene de aviação;
- c) biodiesel;
- d) biogás e biometano;
- e) hidrogênio de baixa emissão de carbono ou verde e seus derivados;

f) captura e armazenamento de carbono;

g) recuperação e valorização energética de resíduos sólidos;

h) fissão e fusão nuclear;

i) gás natural aplicado em substituição de fontes de maior emissão de gases do efeito estufa;

j) produção de amônia e derivados;

II – expansão e modernização da geração e transmissão de energia solar, eólica, nuclear, de biomassa, de gás natural, de biogás e biometano, de centrais hidrelétricas de qualquer capacidade instalada e de outras fontes de energia renovável, inclusive em imóveis rurais;

III – substituição de matrizes energéticas com maior pegada de carbono por fontes de energia limpa;

IV – desenvolvimento de projetos de recuperação e valorização energética de resíduos.

V – desenvolvimento e integração dos sistemas de armazenamento de energia,

VI – capacitação técnica, pesquisa e desenvolvimento de soluções relacionadas a energia renovável;

VII – desenvolvimento da produção, transporte e distribuição de gás natural;



VIII – desenvolvimento de produção nacional de fertilizantes nitrogenados;

IX – descarbonização da matriz de transporte.

X - desenvolvimento de projetos para a implantação de infraestrutura de abastecimento dos combustíveis descritos no inciso I, do § 1º deste artigo, inclusive para a instalação de novos postos de abastecimento

§ 2º Os critérios de análise, os procedimentos e as condições para aprovação dos projetos de que trata o caput serão estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

§ 3º Considera-se produtor e fornecedor independente de matéria-prima de biocombustível a pessoa física ou jurídica que, ao cultivar terras próprias ou de terceiros, explore atividade agropecuária e a destine à produção dos biocombustíveis de que trata este artigo.

§ 4º São considerados prioritários para fins de emissão dos valores mobiliários de que trata o artigo 2º, da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e a Lei nº 14.801, de 9 de janeiro de 2024, nos projetos de investimento nos setores elencados nos incisos I ao XI, do § 1º deste artigo.

.....”

EMENDA Nº - CI

(PL nº 327, de 2021)

Acrescente-se o Capítulo IV ao Projeto de Lei nº 327, de 2021, conforme redação a seguir, renumerando os demais:

“CAPÍTULO IV

DAS MEDIDAS PARA FOMENTAR O MERCADO DE GÁS NATURAL”

EMENDA Nº - CI

(PL nº 327, de 2021)



Acrescente ao Capítulo IV do Projeto de Lei nº 327, de 2021, os seguintes arts. 17-1 a 17-13:

“Art. 17-1. O plano de desenvolvimento de campo de gás natural e de campo de petróleo com gás natural associado, deverá obrigatoriamente prever a oferta do gás natural ao mercado, salvo quando razões de ordem técnica e econômica que tornem inviável a oferta do gás natural ao mercado existirem ou quando a reinjeção do gás natural no reservatório for mais vantajosa aos interesses da União em termos de aumento do pagamento de participações governamentais, a critério da ANP.

§ 1º Na aprovação do plano de desenvolvimento de que trata o **caput**, a ANP deverá exigir que a unidade marítima empregada na produção no mar seja construída com capacidade para fazer a reinjeção do gás natural no reservatório.

§ 2º Na hipótese prevista na § 1º, o escoamento de gás natural deverá ocorrer por meio de outro projeto desenvolvido por escoador independente, exceto se forem comprovadas razões de ordem técnica e econômica que tornem inviável a oferta de gás natural ao mercado.

Art. 17-2. A tarifa do serviço de transporte de gás natural por meio de duto (gasoduto) que tenha como ponto de saída ou ponto de entrada instalação de estocagem subterrânea deverá ser limitada a, no máximo, 50% da tarifa que seria devida por cada um desses percursos segundo as condições gerais aprovada pela ANP para outras situações, na forma do regulamento.

Art. 17-3. No caso de o ponto de entrada e o ponto de saída no sistema de transporte se localizarem dentro do mesmo estado, a remuneração do serviço de transporte de gás natural deverá ser determinada pela ANP observando a seguinte relação entre o fator postal e o fator locacional:

I – a partir de 12 meses a contar da entrada em vigor desta Lei: 70% fator postal e 30% fator locacional;

II – a partir de 24 meses a contar da entrada em vigor desta Lei: 50% fator postal e 50% fator locacional e

III – a partir de 36 meses a contar da entrada em vigor desta Lei: 30% fator postal e 70% fator locacional

Parágrafo único. No caso de serviço de transporte em que o ponto de entrada e o ponto de saída no sistema de transporte se localizarem dentro do mesmo estado e a uma distância inferior a 5 (cinco) quilômetros, a remuneração do serviço de transporte de gás natural deverá ser baseada exclusivamente no fator locacional, excluindo o fator postal.

Art. 17-4. A empresa ou o consórcio de empresas autorizados pela ANP a construir e operar unidades de compressão ou liquefação de



gás natural terão o direito de construir e operar gasoduto próprio e dedicado, limitado a uma distância de no máximo 5 (cinco) quilômetros destinados exclusivamente a ligar essa instalação a qualquer fonte de suprimento de gás natural, seja ela um gasoduto de transporte ou gasoduto do serviço local de gás canalizado, unidade de tratamento ou processamento ou campo de produção.

§ 1º As atividades concorrentes de movimentação de gás natural por modais alternativos ao dutoviário, e a comercialização de GNC e GNL, tem como função a expansão de mercados em regiões não abastecidas por dutos dos serviços locais de gás canalizado ou por dutos de transporte.

§ 2º Regiões que passem a ser abastecidas por dutos do serviço local de gás canalizado poderão fazer a migração do consumidor abastecido pelo modal alternativo ao dutoviário para o serviço local de gás canalizado.

Art. 17-5. Será assegurado à empresa ou ao consórcio de empresas autorizados a construir e operar instalação produtora de biometano o direito de construir e operar gasoduto próprio e dedicado, limitado a uma distância de no máximo 5 (cinco) quilômetros, destinado a ligar essa instalação a unidades de compressão ou liquefação, neste caso, desde que o produtor de biometano e a empresa titular do gasoduto de transporte ou de distribuição, com o qual se pretenda fazer a conexão, não cheguem a um acordo, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, sobre as condições comerciais da construção e uso do gasoduto a ser construído.

Art. 17-6. A ANP poderá ampliar limites de distância e estabelecer limite de capacidade para a construção de gasodutos de que tratam os arts. 17-4 e 17-5.

Art. 17-7. O proprietário de gasoduto de escoamento, de unidade de processamento, ou de gasoduto de transporte de gás natural deverá divulgar o valor da sua base de ativos, destacando sua amortização e depreciação, bem como o custo operacional dessas instalações, na forma do regulamento.

Parágrafo único. Quando o vendedor do gás natural for proprietário do gasoduto de escoamento ou da unidade de processamento de gás natural, os valores atribuídos à parcela do escoamento ou à parcela do processamento deverão ser equivalentes àqueles cobrados de terceiro que accessem essas instalações.

Art. 17-8. A empresa produtora ou comercializadora de gás natural que, de forma isolada ou em conjunto com outras empresas afiliadas do mesmo grupo econômico, detenha mais de 50% (cinquenta por cento) do mercado de comercialização de gás natural no Brasil não poderá contratar em base firme a compra de gás natural de outros produtores ou comercializadores ou importar gás natural, sob pena de



nulidade do contrato e de caracterização de infração da ordem econômica para todos os efeitos legais.

Parágrafo único. Os contratos vigentes na data da publicação desta Lei que tenham como objeto a compra de gás natural em base firme e longo prazo de outros produtores ou comercializadores por empresa que se enquadre na situação prevista no *caput* deverá observar:

I – o contrato que tem como objeto a compra de gás natural pela empresa de que trata este artigo e cujo início do fornecimento ainda não tenha ocorrido será considerado terminado de pleno direito, sem ônus para qualquer das partes e

II – o contrato que tem como objeto a compra de gás natural pela empresa de que trata este artigo e cujo início do fornecimento tenha ocorrido deverá, também sem ônus para quaisquer das partes:

a) ter a sua quantidade diária contratual reduzida em 50% (cinquenta por cento) no prazo de até 12 meses a contar da data de publicação desta Lei; e

b) ser terminado de pleno direito no prazo de até 24 (vinte e quatro) meses a contar da data da publicação desta Lei.

Art. 17-9. A quantidade total de gás natural comercializado por uma empresa, de forma isolada ou em conjunto com empresas afiliadas de um mesmo grupo econômico, a concessionárias de serviço local de gás canalizado e usuários livres não poderá exceder, a cada ano, o limite de 50% (cinquenta por cento) da quantidade diária total de gás natural consumido no mercado brasileiro no ano anterior, conforme apurado pela ANP.

§ 1º A empresa que ultrapassar o limite estabelecido no *caput* em determinado ano deverá realizar leilão para venda compulsória de pelo menos 20% da quantidade de gás natural excedente, até o final do primeiro semestre do ano seguinte, na forma do regulamento, observando as melhores práticas internacionais da indústria para programas de venda compulsória de gás natural.

§ 2º Os contratos de compra e venda de gás natural resultantes do programa de venda compulsória de que trata este artigo deverão ser celebrados pelo prazo de no mínimo 5 (cinco) anos e ter o início do período de fornecimento no prazo de até 4 (quatro) anos a contar da sua assinatura.

Art. 17-10. Deverão ser aceitos como projetos para investimentos obrigatórios nos termos da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (cláusula de PD&I) os estudos que o CNPE ou a ANP entendam necessário contratar para subsidiar a elaboração de nova regulação para o setor de petróleo e gás natural.

Art. 17-11. Os projetos enquadrados no PATEN, e ativos de mobilidade logística (rodoviário, ferroviário, hidroviário, caminhões fora de estrada e equipamentos agrícolas, ônibus e microônibus)



movidos a biometano, biogás e gás natural na forma de GNC e/ou GNL, e a infraestrutura de abastecimento na forma de GNC e/ou GNL, estarão contemplados no artigo 5º, da Lei nº 12.144, de 9 de dezembro de 2009

Art. 17-12. Fica instituído o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMMSGN), com a finalidade de assessorar o CNPE, articular e monitorar a aplicação de políticas públicas, formular propostas, e deliberar medidas para o setor de gás natural, inclusive regras transitórias de regulação, com o objetivo de fomentar a concorrência no mercado de gás natural brasileiro e implementar o disposto nesta Lei e na Lei nº 14.134 de 8 de abril de 2021, até a implementação da regulação definitiva pela ANP.

§ 1º O CMMSGN deverá propor diretrizes para realização do processo de consulta pública simplificado, no qual a proposta de regulação transitória será tornada pública, designando prazo de 30 (trinta) dias, a contar da sua publicação, para apresentação de contribuições pelos interessados.

§ 2º Os contratos que venham a ser celebrados, ou os empreendimentos cuja construção seja iniciada, em conformidade com a regulação da CMMSGN de que trata o **caput**, não poderão ser prejudicados pela regulação posterior da ANP.

Art. 17-13. Fica reduzida a zero a alíquota do Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e da Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS na importação ou aquisição no mercado interno de insumos, de bens, partes, peças e produtos intermediários destinados à fabricação de caminhões, ônibus, tratores e escavadeiras movidos a Gás Natural Liquefeito – GNL ou Gás Natural Veicular – GNV, durante o período de 10 (dez) anos a contar da data de publicação desta Lei.

EMENDA Nº - CI

(PL nº 327, de 2021)

Acrescente-se ao Projeto de Lei nº 327, de 2021, os arts. 18-1, 18-2 e 18-3, conforme segue:

“**Art. 18-1.** Os arts. 47 e 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguintes alterações:

‘**Art. 47.**



.....
 § 11. A ANP poderá prever a redução do valor dos royalties de gás natural estabelecido no **caput** para um montante correspondente ao mínimo de 2% (dois por cento) da produção no edital de licitação correspondente caso seja necessário para viabilidade da declaração de comercialidade do campo.' (NR)

‘Art. 50.

.....
 § 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração e produção, os custos operacionais, a depreciação, e no caso de produção de gás natural, os gastos das atividades de escoamento, tratamento ou processamento e liquefação ou regaseificação, e os tributos previstos na legislação em vigor.

.....' (NR)"

“Art. 18-2. Os arts. 2º e 42 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com as seguintes alterações:

‘Art. 2º

.....
 II – custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, e no caso de produção de gás natural os gastos das atividades de escoamento, tratamento ou processamento e liquefação ou regaseificação, conforme definidos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

....." (NR)

‘Art. 42.

.....
 § 3º A ANP poderá prever a redução do valor dos royalties de gás natural estabelecido no § 1º para montante correspondente a, no mínimo, 2% (dois por cento) da produção no edital de licitação correspondente quando necessário para tornar viável a declaração de comercialidade.' (NR)"

“Art. 18-3. Os arts. 27 e 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, passam a vigorar com a seguinte redação:



‘Art. 27. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir e operar unidades de liquefação e regaseificação de gás natural, bem como gasodutos de transferência e de escoamento da produção, ainda que não sejam produtores de gás natural.

§ 1º A regulação da ANP deverá disciplinar a habilitação dos interessados e as condições para a outorga da autorização, bem como para a transferência de sua titularidade, respeitados os requisitos de proteção ambiental e segurança das instalações.

§ 2º O uso por terceiro de gasoduto de escoamento, de unidade de tratamento ou processamento de gás natural, de unidade de liquefação de gás natural ou regaseificação, poderá ser realizado na forma jurídica de contrato de prestação de serviço de escoamento ou contrato de cessão onerosa de capacidade, celebrado com o proprietário da instalação.

.....’ (NR)

‘Art. 28.

.....
 § 4º Em caso de controvérsia sobre o disposto neste artigo, caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerado o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de que trata o § 2º deste artigo, podendo a ANP atuar de ofício na revisão da remuneração e condições contratuais do acesso a essas instalações quando existirem evidências de infração da ordem econômica, como o exercício abusivo de posição dominante.

.....’ (NR)”

Sala da Comissão,

, Presidente

, Relator



Assinado eletronicamente, por Sen. Laércio Oliveira

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/4718114013>