

Carta ENV nº 555 de 23-12-2025

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP
Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos – SBQ
Sra. Cristiane Zulivia de Andrade Monteiro

ASSUNTO: Contribuição da Eneva S.A. à Consulta Pública ANP nº 13/2025

REFERÊNCIA: [1] Lei Federal nº 14.993/2024, de 08-10-2024;
[2] Decreto Federal nº 12.614, de 05-09-2025;
[3] Aviso de Consulta e Audiência Públicas nº 13/2025 (SEI nº 5467220);
[4] Nota Técnica de Regulação 3, de 13-10-2025 (SEI nº 5384202);
[5] Minuta de Resolução, de 05-11-2025 (SEI nº 5459893); e
[6] Processo SEI nº 48610.213379/2025-21.

Prezados Senhores,

1. Cordialmente cumprimentando-os, a Eneva S.A. apresenta, por intermédio da presente correspondência, suas contribuições à Consulta Pública ANP nº 13/2025^[3], que trata da proposta de minuta que regulamenta a individualização das metas de Certificado de Garantia de Origem (CGOB) para produtores e importadores de gás natural no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor de Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano^[1].
2. Isto posto, inicialmente saudamos esta ANP pela promoção da participação social com vistas à obtenção de subsídios sobre um tema que impactará diretamente o setor o setor de gás, ao alterar sua dinâmica e incorporar aspectos compulsórios de descarbonização às rotinas de produtores e importadores da molécula que comercializam o gás natural na esfera de competência da União.
3. Como é de conhecimento desta Agência, a Eneva S.A. é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, atuando nas frentes de exploração, produção, acondicionamento (liquefação e regaseificação) e comercialização do hidrocarboneto para clientes termelétricos e industriais, tanto em malha (*on-grid*), quanto por modais alternativos ao dutoviário (*off-grid*).
4. No *upstream*, a companhia não somente é responsável pela maior área de concessão contratada do Brasil, com aproximadamente 52 mil km², como também contribuiu com 18 declarações de comercialidade¹ nos últimos 14 anos, média superior a uma nova descoberta de reservas por ano e reflexo da elevada taxa de sucesso exploratório da empresa (36% *versus* 10% da média global). A Eneva S.A. também opera mais de 300 km de gasodutos de escoamento e de transferência no Norte e Nordeste do Brasil.

¹ Painel Dinâmico da Fase de Exploração da ANP: (1) Gavião Azul – GVA (29/04/2011); (2) Gavião Real – GVR (29/04/2011); (3) Gavião Branco – GVB (06/12/2012); (4) Gavião Branco Oeste – GVBO (06/12/2012); (5) Gavião Branco Sudeste – GBSE (19/03/2015); (6) Gavião Caboclo – GVC (19/06/2015); (7) Gavião Caboclo Sul – GVCS (19/06/2015); (8) Gavião Branco Norte – GVBN (26/06/2015); (9) Gavião Branco Sul – GVBS (26/06/2015); (10) Gavião Vermelho – GVV (21/08/2015); (11) Gavião Preto – GVP (04/01/2016); (12) Gavião Tesoura – GVTE (25/09/2018); (13) Gavião Carijó – GVCA (18/12/2019); (14) Gavião Belo – GVBL (26/02/2021); (15) Gavião Mateiro – GVM (10/11/2022); (16) Gavião Vaqueiro – GVQ (15/02/2023)*; (17) Azulão Oeste – AZUO (15/02/2023); (18) Tambaqui – TBQ (15/02/2023).

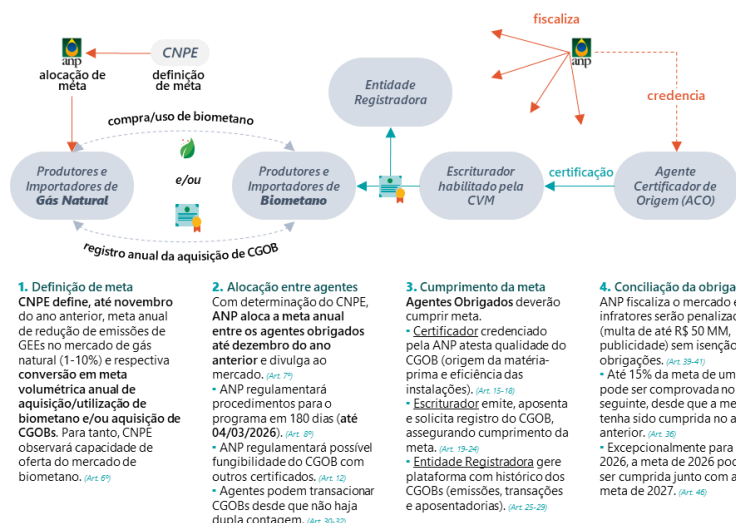
5. Atualmente, a empresa administra 38 ativos em 4 bacias sedimentares de nova fronteira, sendo 16 blocos exploratórios e 12 campos na bacia sedimentar do Parnaíba; 3 blocos exploratórios, 2 campos e 1 área de acumulação marginal na bacia sedimentar do Amazonas; 1 área de acumulação marginal na bacia sedimentar do Solimões; e 4 blocos exploratórios na bacia sedimentar do Paraná. Conjuntamente, esses ativos conferem à Eneva S.A. 45,8 bcm em reservas de gás natural (2P), o maior volume em terra entre os operadores do país.
6. No *midstream*, a Eneva S.A. opera tanto o Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros, em Sergipe, com capacidade de regaseificação de até 21 MMm³/d de GNL importado para clientes *on-grid*; quanto a UGNL Parnaíba, no Maranhão, e UGNL Azulão, no Amazonas, com capacidade de liquefação de 1,3 MMm³/d para clientes *off-grid* (com expansão em avaliação pela ANP). A valer, a empresa se coloca como maior produtora de GNL do país, oferecendo – inclusive – soluções logísticas para distribuição a granel de GNL de pequena escala.
7. A companhia também foi um dos agentes responsáveis por reverter a estagnação da malha de transporte, perdurante entre 2009 e 2023, a partir da autorização da construção de conexão (25 km) entre o Terminal de GNL Porto do Sergipe – operado pela Eneva S.A. – e o gasoduto de transporte Catu-Pilar, da TAG.
8. O gás produzido, importado e comercializado pela Eneva S.A. é destinado a termelétricas próprias e de terceiros, clientes industriais e companhias distribuidoras locais (CDLs) dispostos em diferentes estados do Brasil, posicionando a empresa como a maior geradora térmica do Brasil (com 7,2 GW de capacidade contratada e construída entre ativos termelétricos e renováveis) e uma das cinco maiores comercializadoras de energia do país.
9. A multidisciplinaridade de frentes entre a prospecção e venda da molécula confere não somente posição energeticamente estratégica à companhia, mas também tem permitido à empresa uma virtuosa curva de aprendizagem operacional, regulatória e comercial para o gás natural.
10. Isso torna-se especialmente para descarbonização em um contexto em que o gás natural é o combustível da transição energética, o que reforça que – seja por aspectos energéticos, seja por fatores econômicos – um futuro descarbonizado, no Brasil, não implica em um futuro sem hidrocarbonetos
11. Ato contínuo, a Eneva S.A. sumariza suas contribuições diante à presente CP ANP nº 13/2025^[3] nos seguintes termos:
 - a) Sugestão de alteração da redação da minuta de resolução e de seu anexo, de modo que seja considerado, por esta SBQ/ANP, **o volume de gás natural efetivamente comercializado pelo operador de campo de gás natural e pelo importador, conforme preconiza o inciso II do art. 18 da Lei Federal nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro).**
 - b) Previsão de possibilidade de revisão da conversão adotada por esta Agência, atualmente estabelecida na equivalência de 1 CGOB para 100 m³, conforme as necessidades de desenvolvimento do mercado de biometano, com o objetivo de **conferir maior flexibilidade regulatória e de mercado à política pública** de biometano no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e do Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, especialmente nos anos iniciais de sua implementação.
 - c) Adoção de instrumentos sancionatórios graduais aplicáveis aos agentes obrigados, de modo a acompanhar a realidade do mercado brasileiro e o processo de adaptação dos agentes ao novo regime regulatório

12. É o que se apresenta nos parágrafos seguintes.

I. Fundamentação Legal e Regulatória

13. Em décadas mais recentes, a literatura científica concernente às questões ambientais é praticamente unânime em concordar que a concentração de GEEs na atmosfera chegou a níveis inéditos em dezenas de milhares de anos. Estudos recentes indicam que o aquecimento global provavelmente alcançará 1,5°C entre 2030 e 2052 caso continue a aumentar no ritmo atual. Isto não somente ameaça a estabilidade dos ecossistemas globais, como também gera uma série de externalidades negativas para a economia e para a sociedade civil.
14. Diante da necessidade de ações rápidas e eficientes no tocante à situação climática do planeta, organismos internacionais e nações soberanas procuram vias de mitigar este problema, promovendo a transição de uma economia carbono-dependente para uma menos nociva para com o meio ambiente. Este processo está diretamente associado a mudanças na estrutura da matriz energética mundial, dinâmica que pode ser internacionalmente denominada transição energética.
15. No entanto, é de amplo conhecimento setorial que – diferentemente do que acontece na maior parte das economias que mais emitem no planeta – o setor energético não é o responsável central pela emissão desses gases no país, mas sim as alterações de uso da terra dos biomas nacionais. A matriz energética do país, sabidamente, é exemplo internacional pelo seu alto grau de participação de fontes renováveis, que compõem 50% da oferta interna de energia (OIE) brasileira, ante 14,3% no mundo e 13,2% na OCDE (EPE, 2025).
16. Ainda assim, e tal qual indicado na versão vigente de *Nationally Determined Contribution (NDC)* endereçada às Nações Unidas em novembro de 2024, embora a transição energética já seja uma realidade no país, o Brasil vem adotando ações claras que possibilitarão uma segunda onda dessa transição, com foco na estruturação do marco regulatório e na implementação de instrumentos de política pública em nível nacional para reduzir emissões em setores de difícil abatimento e contribuir para a meta concebida pelo Artigo 4º do Acordo de Paris (2015). A valer, o país espera reduzir de 59% a 67% dos níveis de emissão de 2005 até 2035 (o equivalente a 0,85 a 1,05 GtCO₂eq de GEEs).
17. Conduzido por este propósito, em 8 de outubro de 2024 foi aprovada pelo governo nacional a Lei Federal nº 14.993/2024 ("Lei do Combustível do Futuro")^[1], que – entre outras políticas públicas, como a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, a captura e o armazenamento geológico de dióxido de carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável para Aviação (ProBioQAV) e o Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV) – instituiu o **Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano**.
18. Regulamentado pelo Decreto Federal nº 12.614/2025, de 5 de setembro de 2025^[2], ele pode ser conceitualmente resumido pela Figura 1 a seguir.

Figura 1 – Resumo simplificado do Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano



Fonte: elaboração própria

19. No âmbito da presente consulta pública^[3], destaca-se o Artigo 18 da denominada Lei do Combustível do Futuro:

“Lei Federal nº 14.993/2024, de 8 de outubro de 2024 (...)

Art. 18. Caberá à ANP, no exercício de suas competências:

I - estabelecer a metodologia de cálculo de verificação da redução de emissões associadas à utilização do biometano;

*II - definir os agentes obrigados **com base no volume total de gás natural comercializado, de modo a garantir que a redução de GEE ocorra com o melhor custo-efetividade;***

*III - fiscalizar o cumprimento das obrigações previstas no art. 17 desta Lei **pelos produtores ou importadores de gás natural.***

*Parágrafo único. No exercício da competência prevista no inciso II do caput deste artigo, deverão ser excluídos da obrigação os **pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural, nos termos da regulamentação da ANP.**”*

20. É o que se almeja regulamentar a partir da Minuta de Resolução ora retratada^[5], que objetiva regulamentar a individualização das metas de CGOBs para produtores e importadores de gás natural no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor de Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano.

21. Consideramos, contudo, que, em determinados trechos, a referida Minuta^[5] parece não refletir da melhor forma o disposto no aparato legal aplicável^[1]. Diante disso, reiteramos que as sugestões de contribuições apresentadas pela companhia visam não apenas (i) assegurar que a futura norma infralegal esteja em consonância com o referido aparato legal^[1], mas também (ii) contribuir para que a política pública seja regulamentada **com a melhor relação custo-efetividade, conforme preconiza o art. 18 da Lei do Combustível do Futuro.**

22. Destaca-se, neste ponto, que a regulamentação da Lei Federal nº 15.042/2024 (“Marco Legal do Mercado de Carbono”), que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), está em andamento e prevê uma série de obrigações (e, sobretudo, penalidades) para agentes emissores. Por este motivo, é preciso atentar para que o aparato regulatório associado aos CGOBs não penalize em duplicidade os agentes econômicos que já estarão submetidos a eventuais sanções associadas ao SBCE.

II. Sobre a minuta de Decreto proposta

23. Direto ao ponto, como supracitado, as contribuições da Eneva S.A. podem ser sumarizadas nos seguintes pontos:
- a) Sugestão de alteração da redação da minuta de resolução e de seu anexo, de modo que seja considerado, por esta SBQ/ANP, o volume de gás natural efetivamente comercializado pelo operador de campo de gás natural e pelo importador, conforme preconiza o inciso II do art. 18 da Lei Federal nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro).
 - b) Previsão de possibilidade de revisão da conversão adotada por esta Agência, atualmente estabelecida na equivalência de 1 CGOB para 100 m³, conforme as necessidades de desenvolvimento do mercado de biometano, com o objetivo de conferir maior flexibilidade regulatória e de mercado à política pública de biometano no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e do Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, especialmente nos anos iniciais de sua implementação.
 - c) Adoção de instrumentos sancionatórios graduais aplicáveis aos agentes obrigados, de modo a acompanhar a realidade do mercado brasileiro e o processo de adaptação dos agentes ao novo regime regulatório.
24. A partir disso, sugerimos alterações na minuta de resolução ora objeto da Consulta Pública ANP nº 13/2025^[3], com vistas a refletir as contribuições da companhia, como evidenciará o anexo da presente correspondência.
25. Feito este preâmbulo, encaminhamos em anexo a íntegra das contribuições artigo a artigo (e as respectivas justificativas técnicas). Nele, os trechos hachurados em vermelho (**exemplo**) ao longo da redação indicam sugestão de exclusão, e os trechos indicados em azul (**exemplo**), recomendação de inclusão.
26. Sem mais para o momento, desde já agradecemos e permanecemos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos, ao tempo que renovamos nossos mais elevados protestos de estima e consideração.
27. É a contribuição.

Lucas Antoun Netto
Coordenador de Regulação

ANEXO

Consulta Pública ANP nº 13/2025

Individualização das metas de Certificado de Garantia de Origem (CGOB) para produtores e importadores de gás natural no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor de Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano

Capítulo I – Das metas anuais individuais para produtores e importadores de gás natural

Seção I – Disposições gerais

Art. 1º Ficam estabelecidos os critérios para a individualização das metas compulsórias anuais a serem cumpridas por produtores e importadores de gás natural por meio da participação do biometano no consumo de gás natural, de que tratam os art. 17 e 18 da Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, e os arts. 6º e 7º do Decreto nº 12.614, de 5 de setembro de 2025.

§ 1º Estão sujeitos a esta Resolução os produtores de gás natural que tenham produção média anual operada superior a 1.000boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de gás natural, de acordo com o estabelecido na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014.

§ 2º Os importadores ficam sujeitos ao mesmo critério quanto a pequeno porte.

§ 3º Para a produção nacional, a meta será atribuída ao operador do campo de produção de hidrocarbonetos (operador).

§ 4º Considera-se operador o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

Contribuição

Art. 1º Ficam estabelecidos os critérios para a individualização das metas compulsórias anuais a serem cumpridas por produtores e importadores de gás natural por meio da participação do biometano no consumo de gás natural, de que tratam os art. 17 e 18 da Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, e os arts. 6º e 7º do Decreto nº 12.614, de 5 de setembro de 2025.

§ 1º Estão sujeitos a esta Resolução os produtores de gás natural que tenham média de venda de gás anual superior a ~~1.000boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia)~~ 1.600 boe/d (mil e seiscentos barris de óleo equivalente por dia) de gás natural, acrescido do fator de crescimento da produção de mercado aplicado ao estabelecido na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014.

§ 2º Os importadores ficam sujeitos ao mesmo critério quanto a pequeno porte, até publicação de norma superveniente tratando desta temática.

§ 3º Para a produção nacional, a meta será atribuída ao operador do campo de produção de hidrocarbonetos (operador) com base no seu volume comercializado, nos termos do inciso II do Art. 18 da Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024

§ 4º Considera-se operador o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

Justificativa

Sugere-se supressão parcial e inclusão parcial no § 1º do Art. 1º e inclusão de um trecho no § 3º do Art. 1º

O mercado de gás natural tem vivenciado um processo contínuo de abertura desde a promulgação, em 8 de abril de 2021, da Lei Federal nº 14.134/2021, conhecida como “Nova Lei do Gás”. Se, em 2021, o setor passou por uma etapa de consolidação do marco legal, nos anos recentes (2024 e 2025) observa-se uma relevante inflexão normativa, que aprofunda e operacionaliza essa abertura. Esse movimento regulatório também se reflete no crescimento da produção nacional de gás natural, conforme dados disponibilizados por esta Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Em maiores detalhes, o Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás indica que, considerando o hiato temporal entre 2015 e 2024, a produção de gás natural apresentou crescimento aproximado de 60%.

Nesse contexto, sob a ótica econômica e técnica, não se identifica justificativa para que o enquadramento de operador e importador de pequeno porte permaneça ancorado nos parâmetros da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, elaborada em um cenário de mercado substancialmente distinto em termos de volume produzido. Em outros termos, o critério atualmente vigente mostra-se defasado frente à evolução observada na produção de gás natural ao longo da última década.

Diante disso, sugere-se a aplicação de um critério de correção para o enquadramento regulatório, tomando como referência o fator de crescimento efetivamente observado no período, em nome de uma atualização compatível com a realidade de produção mercado de gás natural. Nesse sentido, propõe-se, neste momento, a adoção do fator de crescimento de 1,6, correspondente à variação acumulada desde 2015, ano subsequente à entrada em vigor da Resolução ANP nº 32/2014, com a previsão de que tal fator seja revisado anualmente, de modo a refletir eventuais movimentos de crescimento ou decréscimo do mercado.

Assim, sugere-se o ajuste pontual do § 1º do art. 1º, elevando o limite de 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) para 1.600 boe/d (mil e seiscentos barris de óleo equivalente por dia) de gás natural, como medida inicial de atualização regulatória já com a sugestão do fator de crescimento de 1,6, tanto para o operador de campo produtor de gás natural, quanto para o importador de gás natural. De modo que este último tenha esse critério até que a ANP regulamente esse item específico conforme sua agenda regulatória.

No que tange ao § 3º do art. 1º, sugere-se a inclusão da expressão “com base no seu volume comercializado”, com o fito de assegurar que a futura norma infralegal ora em discussão esteja em estrita conformidade com o disposto no inciso II do art. 18 da Lei Federal nº 14.993/2024 (“Lei do Combustível do Futuro”).

Como é de conhecimento desta SBQ/ANP, o Art. 18-II da Lei do Combustível do Futuro estabelece de forma expressa que “*caberá à ANP, no exercício de suas competências, definir os agentes obrigados com base no volume total de gás natural comercializado, de modo a garantir que a redução de GEE ocorra com o melhor custo-efetividade*”.

Ocorre, contudo, que a minuta de resolução em discussão (SEI nº 5459893) sugere, em diversos dispositivos, que o volume a ser considerado para fins de cumprimento da meta de redução de gases de efeito estufa (GEE) seja calculado com base no volume produzido pelo operador de campo de gás natural, e não com base no volume efetivamente comercializado. É importante não perder de vista que essa abordagem se distancia do comando legal expresso na Lei do Combustível do Futuro, suscitando eventual possibilidade de questionamentos ou judicialização por parte do mercado.

Isso ganha especial relevância porque o § 1º do Art. 7º do Decreto Federal nº 12.614/2025, indica que “*O gás natural que não seja comercializado ou cuja utilização não gere emissão de GEE não será considerado para fins de estabelecimento e alocação de meta*”. Ou seja, reduzir gás comercializado a gás produzido incorreria em contrariar também o que se coloca em decreto – afinal, se há gás que não é comercializado, qual seria este se não aquele que é produzido para outras destinações (queima, injeção ou consumo, neste caso)?

Mais ainda: o Art. 3º-XIII da Lei Federal nº 14.134/2021 define comercialização de gás natural como “*atividade de compra e venda de gás natural*”. No entanto, nem toda atividade de autoimportação ou autoprodução configura, necessariamente, uma atividade de compra e venda. Por exemplo, um agente que autoimporte gás natural por terminal próprio, para atendimento de uma termelétrica própria (na mesma pessoa jurídica, ou seja, sem transferência de custódia ou mudança de titularidade) não está comercializando gás natural com base no dispositivo legal.

Alternativamente, caso a adoção do volume comercializado de gás pelo operador e importador de gás natural não seja possível (hipótese que contraria frontalmente o comando legal e que demandaria motivação expressa por parte deste regulador), sugere-se a adoção do racional de volume comercializado já delineado na Nota Técnica de Regulação nº 3/2025/2025/SBQ/CGR/SBQ/ANP-RJ (SEI nº 5384202), de 13 de outubro de 2025. A referida Nota Técnica define o volume comercializado como “*Vol.pro/imp – Vol.inj – Vol.quei – Vol.cons*”, em que: (i) Vol.pro/imp corresponde ao volume produzido ou importado pelo agente obrigado no ano anterior, utilizado como referência para o cálculo; (ii) Vol.inj refere-se ao volume injetado no próprio campo de produção de gás natural; (iii) Vol.quei corresponde ao volume queimado em flare; e (iv) Vol.cons diz respeito ao volume consumido nas próprias instalações do produtor de gás natural.

Observa-se, entretanto, que tal metodologia não se encontra refletida na minuta de resolução (SEI nº 5459893), uma vez que os volumes relativos à queima em *flare* e ao consumo nas próprias instalações do produtor de gás natural não são subtraídos no cálculo do volume considerado. Alternativamente à primeira sugestão (adoção direta do volume comercializado de gás pelo operador e importador), entende-se que a utilização do racional constante da Nota Técnica se mostra mais adequada, porque a fórmula atualmente prevista no anexo da minuta de resolução pode gerar incentivos regulatórios indesejados, notadamente ao estimular o aumento da reinjeção de gás natural como estratégia para redução artificial do volume considerado, bem como por desconsiderar volumes queimados em flare, que, em regra, decorrem de requisitos de segurança operacional, resultando na penalização indevida do agente.

Ademais, esse racional também pode penalizar agentes que utilizam gás natural em suas próprias instalações industriais, prática que, em muitos casos, já representa um vetor de descarbonização, sobretudo quando substitui combustíveis historicamente mais intensivos em emissões.

Diante do exposto, entende-se que a referência ao volume comercializado de gás natural constitui não apenas uma exigência legal expressa da Lei do Combustível do Futuro, mas também um elemento central para a coerência regulatória e para a preservação do racional de custo-efetividade que fundamenta a política pública de redução de emissões no setor de gás natural. Assim, a incorporação desse critério (ou,

alternativamente, da metodologia já consagrada na Nota Técnica de Regulação nº 3/2025) contribui para maior alinhamento normativo, segurança jurídica e adequada sinalização econômica aos agentes regulados.
<p>Art. 2º A meta anual individual do produtor nacional e importador de gás natural será um número inteiro maior do que zero, calculado a partir da multiplicação da participação de mercado do produtor e importador nas emissões totais oriundas de gás natural comercializado (em fração percentual) pela meta anual estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).</p> <p>Parágrafo único. A meta anual individual, de que trata o caput:</p> <p>I - será estabelecida em unidades de Certificado de Garantia de Origem (CJOB), a partir da meta anual volumétrica de aquisição ou utilização de biometano definidas pelo CNPE;</p> <p>II - vigorará até 31 de dezembro de cada ano; e</p> <p>III - será publicada no sítio eletrônico da ANP na internet</p>
<p>Contribuição</p> <p>Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa</p> <p>Não aplicável.</p>
Seção II – Critérios para cálculo dos metais anuais individuais
<p>Art. 3º O cálculo das metas anuais individuais considerará:</p> <p>I - os critérios para enquadramento como empresa de pequeno porte estabelecidos na Resolução ANP nº 32, de 2014, acrescido do fator de crescimento da produção de mercado aplicado ao estabelecido na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014.</p> <p>II - os dados de produção nacional de gás natural informados, mensalmente, à ANP conforme o Bole6m Mensal de Produção; os dados de comercialização de gás natural informados, mensalmente, à ANP.</p> <p>III - os dados de importação de gás natural informados, mensalmente, à ANP; e</p> <p>IV - a participação dos produtores e importadores de gás natural definida com base nos critérios estabelecidos no art. 6º.</p>
<p>Contribuição</p> <p>Art. 3º O cálculo das metas anuais individuais considerará:</p> <p>I - os critérios para enquadramento como empresa de pequeno porte estabelecidos na Resolução ANP nº 32, de 2014, acrescido do fator de crescimento da produção de mercado aplicado ao estabelecido na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014.</p> <p>II - os dados de produção nacional de gás natural informados, mensalmente, à ANP conforme o Boletim Mensal de Produção; os dados sobre o volume de gás natural comercializado pelo operador de campo produtor de gás natural, informados mensalmente à ANP nos termos da Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011.</p> <p>III - os dados de importação de gás natural informados, mensalmente, à ANP; e</p> <p>IV - a participação dos produtores e importadores de gás natural definida com base nos critérios estabelecidos no art. 6º.</p>
<p>Justificativa</p> <p>Em primeiro momento, sugerimos a adição do trecho ao inciso I do Art. 3º: "acrescido do fator de crescimento da produção de mercado aplicado ao estabelecido na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014", conforme a justificativa já apresentada no § 1º do Art. 1º.</p> <p>Além disso, propomos a supressão integral do inciso II do Art. 3º e a adição do trecho: "os dados sobre o volume de gás natural comercializado pelo operador de campo produtor de gás natural, informados mensalmente à ANP", conforme a justificativa indicada no § 3º do Art. 1º.</p>

Em relação à contribuição sobre o inciso II do Art. 3º, destacamos a importância de que o dado considerado para o cálculo da individualização da meta volumétrica seja aquele comercializado exclusivamente pelo operador do campo produtor de gás natural. Isso porque, como é sabido pela SBQ/ANP, existem diversas modalidades de comercialização da molécula, inclusive por agentes que não são, necessariamente, produtores de campo, ou seja, não possuem gestão sobre contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural junto esta Agência.

Essa ressalva visa evitar a duplicidade de contabilização do volume comercializado. Por exemplo, os dados sobre o gás natural comercializado são enviados mensalmente à SIM/ANP pelos agentes vendedores autorizados (comercializadores de gás natural). No entanto, o reporte feito pela indústria, por meio da carga "105" submetida no sistema ANP Do Poço ao Posto (DPP), engloba todas as modalidades operacionais de comercialização do gás natural. Nesse ponto, é essencial considerar apenas a venda direta de gás natural pelos produtores, a fim de evitar a duplicidade de contagem, como no caso das operações de "revenda de gás natural" ou "trading de gás", que ocorrem dentro da malha de transporte, com a mudança da titularidade da molécula.

Por isso, sugerimos que a carga "105" seja utilizada como referência para o cálculo do gás natural comercializado **apenas pelos operadores de campo produtor de gás natural, com a devida atualização para adequação ao disposto na Lei do Combustível do Futuro**. Essa medida visa garantir não apenas a conformidade com o comando legal, que exige a consideração do volume comercializado pelo operador (art. 17 da Lei do Combustível do Futuro), mas também evitar qualquer erro na execução da política pública e a duplicidade de cobrança do atributo ambiental sobre agentes comercializadores que não possuem infraestrutura, como aqueles que fazem trading de gás natural sem gerenciar a infraestrutura física necessária. Nesse sentido, é necessário ajustar a carga "105" para filtrar as operações de comercialização realizadas pelos operadores de campo produtor de gás natural e garantir o correto computo da política pública.

Art. 4º A ANP divulgará, anualmente, em seu sítio eletrônico na internet, as metas individuais preliminares e os dados utilizados para seu cálculo, até 1º de dezembro do ano anterior ao de vigência da meta.
Parágrafo único. As metas individuais preliminares utilizarão os dados de produção comercializados pelo operador de campo de gás natural e importação importados de gás natural, de que tratam os incisos II e III do art. 3º, considerando o período de janeiro a setembro do ano anterior ao de vigência da meta.

Contribuição

Art. 4º A ANP divulgará, anualmente, em seu sítio eletrônico na internet, as metas individuais preliminares e os dados utilizados para seu cálculo, até 1º de dezembro do ano anterior ao de vigência da meta.
*Parágrafo único. As metas individuais preliminares utilizarão os dados **de produção comercializados pelo operador de campo de gás natural e importação importados pelo agente importador** de gás natural, de que tratam os incisos II e III do art. 3º, considerando o período de janeiro a setembro do ano anterior ao de vigência da meta.*

Justificativa

Idem à justificativa descrita para o § 3º do Art. 1º e inciso II do Art. 3º.

Art. 5º As metas anuais individuais definitivas serão publicadas até 31 de março do ano de sua vigência.
Parágrafo único. O cálculo das metas individuais definitivas utilizará os dados de produção e importação de gás natural, de que tratam os incisos II e III do art. 3º, considerando o período de janeiro a dezembro do ano anterior ao de vigência da meta.

Contribuição

Art. 5º As metas anuais individuais definitivas serão publicadas até 31 de março do ano de sua vigência.
*Parágrafo único. O cálculo das metas individuais definitivas utilizará os dados **de produção comercializados pelo operador de campo de gás natural e importação importados pelo agente importador** de gás natural, de que tratam os incisos II e III do art. 3º, considerando o período de janeiro a dezembro do ano anterior ao de vigência da meta.*

Justificativa

Idem à justificativa descrita para o § 3º do Art. 1º e inciso II do Art. 3º.

Art. 6º A participação na produção comercialização e importação de gás natural será calculada de acordo com as seguintes etapas, cujas fórmulas estão discriminadas no Anexo:

I – definição dos agentes que terão metas individuais a partir da exclusão dos pequenos produtores comercializadores e importadores, conforme art. 1º, § 1º e § 2º;

II – somatório do volume produzido e importado pelos produtores e importadores que terão metas individuais;

III – cálculo da participação relativa de produtor nacional e importador descontando o volume reinjetado, queimados e autoconsumido nos termos do art. 7º, § 1º, do Decreto nº 12.614, de 2025;

IV – 1 CGOB equivalente a 100 m3, sem prejuízo que esse conversão seja revisitada conforme necessidades de desenvolvimento do mercado.

V – cálculo da meta individual em CGOB a partir da meta do CNPE estabelecida em m³

Contribuição

Art. 6º A participação no volume ~~produção~~ comercializado pelo operador e o importador pelo agente importador e ~~importação~~ de gás natural será ~~calculada~~ calculado de acordo com as seguintes etapas, cujas fórmulas estão discriminadas no Anexo:

I – definição dos agentes que terão metas individuais a partir da exclusão dos pequenos produtores e importadores, conforme art. 1º, § 1º e § 2º;

II – somatório do volume ~~produzido~~ comercializado pelo operador e do importado ~~pelos produtores e importadores~~ pelos agentes importadores que terão metas individuais;

III – cálculo da participação relativa de produtor nacional e importador descontando o volume reinjetado, ~~queimados e autoconsumido~~ nos termos do art. 7º, § 1º, do Decreto nº 12.614, de 2025;

IV – 1 CGOB equivalente a 100 m³, ~~sem prejuízo que essa conversão seja revisitada conforme necessidades de desenvolvimento do mercado.~~

V – cálculo da meta individual em CGOB a partir da meta do CNPE estabelecida em m³

Justificativa

Sugerimos alterações pontuais no art 6º, inciso II e III do art. 6º de modo a refletir as justificativas já endereçadas no âmbito do § 3º do Art. 1º e inciso II do Art. 3º.

Adicionalmente, no que tange ao inciso III do art. 6º, é importante não perder de vista que a contribuição central da companhia é que o cálculo da participação relativa considere o volume comercializado, como preconiza a lei. Alternativamente, caso a adoção do volume comercializado de gás pelo operador e importador de gás natural não seja possível (hipótese que contraria frontalmente o comando legal e que demandaria motivação expressa por parte deste regulador), sugere-se a adoção do racional de volume comercializado já delineado na Nota Técnica de Regulação nº 3/2025/2025/SBQ/CGR/SBQ/ANP-RJ (SEI nº 5384202), de 13 de outubro de 2025 nos termos já descritos nessa contribuição.

Outrossim, quanto ao cálculo da participação relativa (*Part. Rel*) não consta evidente na minuta de resolução a metodologia utilizada por esta SBQ/ANP no denominador. Em maiores detalhes, o anexo da minuta de resolução diz que:

$$Part. Rel_i = (Vol.comerc)_i / \sum (Vol.comerc)_i$$

Em que: *Part. Rel.*: é a participação relativa de cada produtor ou importador de gás natural com meta;

Vol.comerc.: é o volume comercializado pelo produtor nacional de acordo com a Fórmula I ou o volume total importado pelo importador no ano anterior, referência para o cálculo.

Contudo, não resta explícito se o denominador ($\sum (Vol. comerc.)$) contempla a soma do mercado de gás natural produzido e importado, o que impacta diretamente a participação relativa dos agentes. Nesse sentido, considerando que a política pública adota o mercado de gás natural como um todo para o cálculo da meta volumétrica, conforme objeto da Consulta Pública MME nº 199/2025, entende-se como mais coerente que o denominador corresponda ao somatório tanto do gás natural produzido quanto do gás natural importado. Ademais, a adoção desse

critério contribui para evitar distorções concorrenciais entre agentes com diferentes perfis de suprimento, assegurando isonomia regulatória e maior previsibilidade na alocação de responsabilidades. Dessa forma, considera-se a totalidade da oferta nacional de gás natural para fins de implementação da política pública.

No que se refere ao inciso IV do art. 6º, sugerimos a inclusão do trecho *“sem prejuízo de que essa conversão seja revisitada conforme as necessidades de desenvolvimento do mercado”*.

A inclusão desse trecho objetiva conferir **maior flexibilidade regulatória e de mercado à política pública de biometano no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e do Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, principalmente nos anos iniciais de sua implementação**. Por isso, entendemos que essa flexibilidade é especialmente relevante em um contexto de mercado ainda em consolidação, marcado por incertezas técnicas, econômicas e logísticas, bem como por interações crescentes com mercados e instrumentos internacionais.

Como é de conhecimento desta ANP, uma das questões sensíveis na estruturação da política pública diz respeito ao risco de aumento das emissões associadas ao transporte e à distribuição do biometano quando o agente obrigado opta pela aquisição física da molécula. Esse risco foi prontamente identificado pelo MME na abordagem de riscos apresentada no âmbito da Consulta Pública MME nº 199/2025, uma vez que cadeias logísticas longas podem reduzir de forma significativa o potencial de descarbonização associado ao uso do biometano.

Nesse cenário, o CGOB desempenha papel central ao permitir a dissociação entre o atributo ambiental do biometano e sua movimentação física. Para que esse instrumento cumpra adequadamente sua função, é essencial que a conversão volumétrica adotada em sua regulamentação possa ser revisitada ao longo do tempo, inclusive em razão da necessidade de alinhamento com o mercado internacional e com outros instrumentos previstos na política energética nacional, bem como a segurança de um preço competitivo.

De acordo com o racional técnico adotado pela ANP por intermédio da Nota Técnica de Regulação nº 3, de 13 de outubro de 2025 (SEI nº 5384202), considera-se que o poder calorífico do biometano é da ordem de 10 kWh por metro cúbico, o que resulta na equivalência aproximada de **1 MWh para cada 100 m³ de biometano**. Com base nesse critério, estabelece-se que 1 CGOB corresponde a 100 m³ de biometano, **equivalência que pode ser mostrar adequada no estágio inicial da política, ora pode revelar limitações à medida que o mercado evolui e se integra a mecanismos de certificações internacionais**.

Isso porque a métrica proposta para o CGOB difere de forma relevante daquela adotada em certificados internacionais de atributo ambiental, como o Gás Rec, no qual 1 certificado corresponde a 1 MMBtu, aproximadamente 26,8 m³ de gás. Essa discrepância pode dificultar a fungibilidade com certificados internacionais mencionada no decreto, além de reduzir o número de certificados emitidos para um mesmo volume de biometano, o que tende a pressionar o preço do CGOB para cima.

Além disso, esse efeito pode ser particularmente sensível quando se considera a interação com os leilões de reserva de capacidade (LRCAP). Em maiores detalhes, caso o preço do CGOB se eleve, esse custo adicional deverá ser incorporado aos cálculos do Custo Variável Unitário em se tratando de volume de gás natural comercializado pelo operador e importador de gás, criando uma assimetria competitiva em relação a agentes que utilizam gás natural e não estão sujeitos à mesma obrigação ambiental. O resultado é um cenário em que agentes cumpridores da política podem perder competitividade.

Adicionalmente, um preço elevado do CGOB pode induzir agentes obrigados a recorrerem à aquisição do biometano físico como alternativa para o cumprimento de suas metas. Essa escolha, embora racional do ponto de vista econômico individual daquele agente obrigado, pode resultar no aumento das emissões associadas ao transporte do biometano por longas distâncias, o que pode comprometer o objetivo central da política que é reduzir emissões ao longo de toda a cadeia de gás natural com a introdução do biometano.

Diante disso, a previsão expressa de que a conversão do CGOB possa ser revisitada conforme o desenvolvimento do mercado mostra-se essencial para assegurar uma regulação mais eficiente, alinhada à dinâmica internacional e à efetividade ambiental da política de incentivo ao biometano.

Art. 7º Para novos produtores e importadores de gás natural, a meta individual para os primeiros dois anos será equivalente a 0,5% da meta anual do CNPE.

§ 1º A correção da meta de que trata o caput será feita no terceiro ano de operação do agente obrigado, considerando o cálculo do art. 6º.

§ 2º Os agentes obrigados que tiveram metas superiores à sua participação relativa nos dois primeiros anos, com base no percentual estabelecido no caput, terão sua meta descontada no terceiro e, se necessário, no quarto ano.

§ 3º Os agentes obrigados que tiveram metas inferiores à sua participação relativa nos dois primeiros anos, com base no percentual estabelecido no caput, terão sua meta acrescida no terceiro e, se necessário no quarto ano.

<p>Contribuição</p> <p>Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa</p> <p>Não aplicável.</p>
<p><i>Art. 8º Nos casos de fusão, cisão e incorporação de produtores ou importadores de gás natural, além de mudança no operador, as obrigações referentes à meta individual serão transferidas automaticamente à empresa sucessora.</i></p> <p><i>§ 1º Nas hipóteses previstas no caput, a ANP deverá ser comunicada, no prazo de 30 dias após a efetivação, pelos interessados com vistas ao estabelecimento das metas individuais da empresa sucessora, sem prejuízo das obrigações constantes em outras resoluções.</i></p> <p><i>§ 2º No caso de cisão de empresas produtoras ou importadoras de gás natural, a obrigação referente à meta individual será solidária entre as empresas sucessoras.</i></p>
<p>Contribuição</p> <p><i>Art. 8º Nos casos de fusão, cisão e incorporação de produtores ou importadores de gás natural, além de mudança no operador, as obrigações referentes à meta individual serão transferidas automaticamente à empresa sucessora.</i></p> <p><i>§ 1º Nas hipóteses previstas no caput, a ANP deverá ser comunicada, no prazo de 30 60 (sessenta) dias após a efetivação, pelos interessados com vistas ao estabelecimento das metas individuais da empresa sucessora, sem prejuízo das obrigações constantes em outras resoluções.</i></p> <p><i>§ 2º No caso de cisão de empresas produtoras ou importadoras de gás natural, a obrigação referente à meta individual será solidária entre as empresas sucessoras.</i></p>
<p>Justificativa</p> <p>No que se refere ao §1º do art. 8, sugerimos a ampliação do prazo de comunicação à ANP de 30 para 60 dias, contado após a efetivação da operação, busca adequar a obrigação regulatória à realidade administrativa dos processos de fusão, cisão, incorporação ou cessão.</p> <p>Entendemos que, ainda que a operação já esteja efetivada, a consolidação das informações societárias, contratuais e operacionais necessárias para a correta comunicação à Agência demanda tempo adicional, especialmente para evitar retrabalhos, inconsistências e custos administrativos desnecessários. Nesse sentido, entendemos que a extensão do prazo contribui para maior eficiência regulatória, sem comprometer a supervisão da ANP, ao permitir que os agentes cumpram a obrigação de forma mais organizada, precisa e alinhada às demais exigências administrativas aplicáveis.</p>
<p><i>Art. 9º Nos casos de alteração do operador em função de cessão de direitos em contratos de exploração e produção de gás natural, a meta permanecerá até o fim do seu período de vigência com o operador para o qual ela foi estabelecida.</i></p> <p><i>Parágrafo único. A participação relativa prevista no art. 6º será calculada considerando o operador do contrato no momento do cálculo da meta.</i></p>
<p>Contribuição</p> <p>Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa</p> <p>Não aplicável.</p>
<p>Capítulo II – Da comprovação do cumprimento do metal anual individual</p>

Art. 10. A comprovação do cumprimento da meta anual individual será efetuada por meio da baixa do registro para cumprimento de meta de CGOB pelo agente obrigado.

§ 1º O escriturador, nos termos do art. 2º, XIV, do Decreto nº 12.614, de 2025, deverá proceder à operação de baixa do registro para confirmar o cumprimento de meta e informará as posições dos agentes obrigados à ANP, por meio de sistema informatizado específico.

§ 2º A comprovação de atendimento da meta individual deverá ocorrer até 31 de dezembro do ano de vigência.

§ 3º Até quinze por cento da meta individual de um ano poderá ser comprovada pelo produtor ou importador de gás natural no ano subsequente, desde que tenha cumprido integralmente a meta no ano anterior.

§ 4º Quando ocorrer o previsto no § 3º, o agente obrigado deverá cumprir integralmente a meta estabelecida para o ano subsequente, acrescida dos quinze por cento da meta individual não comprovada no ano anterior.

§ 5º Quando não houver meta individual estabelecida para o ano anterior, não será possível comprovar no ano subsequente nenhuma parcela da meta individual de determinado ano.

§ 6º Se for constatada pela ANP, no momento da apuração das metas, o registro de cumprimento da meta individual através de pedido de baixa de CGOBs, por produtor e importador de gás natural, em quantidade superior à necessária para cumprimento de sua meta anual individual, o saldo positivo será contabilizado como crédito para cumprimento da meta anual do ano subsequente.

Contribuição

Art. 10. A comprovação do cumprimento da meta anual individual será efetuada por meio da baixa do registro para cumprimento de meta de CGOB pelo agente obrigado.

§ 1º O escriturador, nos termos do art. 2º, XIV, do Decreto nº 12.614, de 2025, deverá proceder à operação de baixa do registro para confirmar o cumprimento de meta e informará as posições dos agentes obrigados à ANP, por meio de sistema informatizado específico.

§ 2º A comprovação de atendimento da meta individual deverá ocorrer até 31 de dezembro do ano de vigência.

§ 3º Até quinze por cento da meta individual de um ano poderá ser comprovada pelo produtor ou importador de gás natural no ano subsequente, desde que tenha cumprido integralmente a meta no ano anterior.

§ 4º Quando ocorrer o previsto no § 3º, o agente obrigado deverá cumprir integralmente a meta estabelecida para o ano subsequente, acrescida dos quinze por cento da meta individual não comprovada no ano anterior.

§ 5º Quando não houver meta individual estabelecida para o ano anterior, não será possível comprovar no ano subsequente nenhuma parcela da meta individual de determinado ano.

§ 6º Se for constatada pela ANP, no momento da apuração das metas, o registro de cumprimento da meta individual através de pedido de baixa de CGOBs, por produtor e importador de gás natural, em quantidade superior à necessária para cumprimento de sua meta anual individual, o saldo positivo será contabilizado como crédito para cumprimento da meta anual dos anos subsequentes.

Justificativa

Sugerimos a possibilidade de que eventuais créditos excedentes, correspondentes a saldo positivo de cumprimento da meta pelo agente obrigado, possam ser aproveitados nos exercícios subsequentes da política pública, por meio de um mecanismo de compensação intertemporal das obrigações do agente obrigado.

Art. 11. A aposentadoria de CGOB, bem como de outros certificados similares fungíveis não será aceita para comprovação de cumprimento da meta.

Contribuição

Sem contribuições para a redação do artigo.

Justificativa
Não aplicável.

Art. 12. A ANP poderá efetuar chamadas públicas de CGOBs, visando ao cumprimento das metas pelos produtores e importadores de gás natural.
§ 1º Chamadas públicas poderão ser feitas, uma vez por ano, entre outubro e novembro, a partir de 2027, caso se constate até 30 de setembro que o estoque em posse dos emissores primários é necessário para o cumprimento da meta.
§ 2º As regras para a realização das chamadas públicas, bem como o prazo de retenção dos CGOBs pelos emissores primários, serão definidas em edital específico.

Contribuição
Sem contribuições para a redação do artigo.

Justificativa
Não aplicável.

Art. 13. O produtor ou importador de gás natural deverá manter, pelo prazo de cinco anos, todos os documentos e informações exigidos por esta Resolução, arquivando-os em qualquer meio hábil, físico ou digital.

Contribuição
Sem contribuições para a redação do artigo.

Justificativa
Não aplicável.

Capítulo III – Das sanções pelo descumprimento da meta anual individual

Art. 14. O descumprimento, parcial ou integral, da meta anual individual sujeitará o produtor e o importador de gás natural à multa prevista no art. 25 da Lei nº 14.993, de 2024, e no art. 43 do Decreto nº 12.614, de 2025, sem prejuízo das demais sanções administrativas e pecuniárias previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e de outras de natureza civil e penal cabíveis.
§ 1º O pagamento da multa não isenta o produtor ou importador de sua meta individual, devendo a quantidade de CGOBs não cumprida ser acrescida à meta aplicável ao agente obrigado no ano seguinte.
§ 2º O disposto neste artigo não se aplica caso o descumprimento parcial ou integral da meta decorra da insuficiência de oferta de biometano e de CGOB.

Contribuição
Sem contribuições para a redação do artigo.

Justificativa
Não aplicável.

Art. 15. O valor da multa aplicada ao infrator não será inferior ao benefício econômico auferido pelo descumprimento, podendo variar de R\$ 100.000,00 (cem mil reais) a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).
§ 1º A multa será calculada pela multiplicação da quantidade de CGOBs não cumpridos da meta individual pelo maior valor médio mensal referente ao ano da meta não cumprida.
§ 2º A reincidência no descumprimento das metas regulatórias ensejará a majoração do valor da multa aplicada nos seguintes percentuais:
I - 100%, para dois anos sem cumprir a meta;

II - 150%, para três anos sem cumprir a meta; ou
III - 200%, para quatro anos ou mais sem cumprir a meta.

Contribuição

Art. 15. O valor da multa aplicada ao infrator não será inferior ao benefício econômico auferido pelo descumprimento, podendo variar de R\$ 100.000,00 (cem mil reais) a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).

§ 1º A multa será calculada pela multiplicação da quantidade de CGOBs não cumpridos da meta individual pelo maior valor médio mensal referente ao ano da meta não cumprida.

§ 2º A reincidência no descumprimento das metas regulatórias ensejará a majoração do valor da multa aplicada nos seguintes percentuais:

I – 100%, para dois anos sem cumprir a meta;

II – 150%, para três anos sem cumprir a meta; ou

III – 200%, para quatro anos ou mais sem cumprir a meta.

§ 2º A reincidência no descumprimento das metas regulatórias poderá ensejar a majoração do valor da multa, observados critérios de proporcionalidade e razoabilidade de descumprimento, considerados, entre outros fatores, a variação do preço do CGOB, a disponibilidade do mercado no período, a conduta do agente e a efetiva vantagem econômica auferida.

Justificativa

Como é de conhecimento desta Agência, o mercado de biometano encontra-se em processo de desenvolvimento e amadurecimento no país. Essa condição pode ser observada, inclusive, na própria proposição do MME, com base em estudos realizados pela EPE, que preveem a utilização de uma meta inicial de apenas 0,25% de redução de gases de efeito estufa por meio da introdução volumétrica de biometano no mercado de gás natural, nos termos previstos pelo §2º do art. 17 da Lei do Combustível do Futuro, segundo o qual o CNPE poderá, excepcionalmente, alterar o percentual anual de redução de emissões de GEE, inclusive para valor inferior a 1%, **por motivo justificado de interesse público ou quando o volume de produção de biometano impossibilitar ou onerar excessivamente o cumprimento da meta**, devendo restabelecer esse valor após a normalização das condições que motivaram sua alteração.

Esse retrato de um mercado de biometano ainda em desenvolvimento e amadurecimento foi objeto da Consulta Pública MME nº 199/2025. Na Nota Técnica de Esclarecimento NE-EPE-DPG-2025-02, ficou evidenciado um mercado em franca expansão, conforme demonstrado no “Gráfico 3 – Demanda de biometano versus capacidades instaladas e fatores de capacidade”. A análise desse material revela que, no momento, o mercado não dispõe de oferta suficiente sequer para o atendimento da meta inicial prevista na Lei do Combustível do Futuro, que estabelece redução de 1% das emissões de GEE por meio da introdução volumétrica de biometano.

Ora, se o próprio governo reconhece que o mercado de biometano ainda carece de maior desenvolvimento, não se mostra razoável que a dosimetria de sanções administrativas esteja atrelada ao preço do CGOB, variável que ainda não é plenamente conhecida ou previsível pelos agentes. A aplicação automática de percentuais fixos e cumulativos de majoração, desvinculados das condições de mercado e da vantagem econômica efetivamente auferida, pode resultar em penalidades desproporcionais e dissociadas da racionalidade econômica da política pública.

Dessa forma, o mercado de CGOB encontra-se igualmente em fase inicial de desenvolvimento, sujeito a elevada volatilidade de preços e a assimetrias regionais de oferta, fatores que escapam ao controle do agente econômico obrigado. Nesse contexto, a introdução de critérios qualitativos e de limites objetivos para a majoração das sanções assegura maior aderência aos princípios da proporcionalidade, da razoabilidade e da individualização da sanção.

Até por esse motivo, entende-se que as sanções administrativas de que trata o referido artigo poderiam adotar caráter gradual. É importante não perder de vista que essa abordagem regulatória não constitui inovação no ordenamento brasileiro. Ao contrário, a adoção de mecanismos faseados ou graduais encontra paralelo em experiências consolidadas no âmbito internacional, a exemplo do mercado europeu de carbono.

Em maiores detalhes, o Sistema Europeu de Comércio de Emissões (EU ETS) foi estruturado e aprimorado ao longo de diferentes fases, com evolução progressiva tanto do escopo regulatório quanto do regime penalidades. Na Fase I (2005–2007), concebida como fase piloto, o sistema abrangeu um conjunto limitado de setores e priorizou a alocação gratuita de permissões, com penalidades mais brandas (publicidade e multa (€40/tonCO₂e), voltadas sobretudo à indução de aprendizado e adaptação dos agentes regulados. Na Fase II (2008–2012), houve ampliação da

participação de Estados-Membros e setores regulados, bem como aumento das penalidades (publicidade, multa (€100/tonCO₂e), proibição de operação) aplicáveis aos inadimplentes, sinalizando maior rigor regulatório, ainda que preservada a lógica de transição.

A Fase III (2013–2020) marcou avanço significativo na robustez do sistema, com centralização da definição das permissões em nível europeu, priorização dos leilões como método de alocação, fortalecimento da governança e estabelecimento de regras mais claras e previsíveis de penalização (publicidade, multa (€100/tonCO₂e), proibição de operação), inclusive com multas uniformes e mecanismos de estabilização de preços. Por fim, na Fase IV (2021–2030), o EU ETS reforçou a vinculação das receitas de leilões a fundos específicos de modernização e inovação, elevou o fator linear de redução das emissões e consolidou um regime sancionatório compatível com a maturidade do mercado, mantendo coerência entre rigor regulatório, previsibilidade e segurança jurídica (penalidades: publicidade, multa (€100/tonCO₂e), proibição de operação).

Em síntese, é importante não perder de vista que se reconhecem as peculiaridades de cada economia, e que o objetivo desta contribuição é sinalizar a este regulador, de forma gentil e respeitosa, a possibilidade de adoção de mecanismos sancionatórios graduais, de modo a acompanhar a realidade do mercado brasileiro e o processo de adaptação dos agentes obrigados.

Art. 16. Quando a multa prevista no art. 25 da Lei nº 14.993, de 2024, não corresponder à vantagem auferida em decorrência do descumprimento da meta, será aplicada pena de suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento das instalações do agente obrigado.

§ 1º A vantagem auferida em decorrência do descumprimento da meta deverá ser mensurada a partir do número de CGOBs não adquiridos pelo produtor ou importador de gás natural e do preço médio do CGOB vigente no ano em que a meta não foi cumprida.

§ 2º Quando a pena prevista no caput for aplicada, sua extensão deverá considerar a quantidade, a localização e o volume movimentado de gás natural das instalações do produtor ou do importador, bem como os impactos ao abastecimento nacional, à segurança energética e a vantagem auferida.

Contribuição

Art. 16. Quando a multa prevista no art. 25 da Lei nº 14.993, de 2024, não corresponder à vantagem auferida em decorrência do descumprimento da meta, será aplicada pena de suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento das instalações do agente obrigado.

§ 1º A vantagem auferida em decorrência do descumprimento da meta deverá ser mensurada a partir do número de CGOBs não adquiridos pelo produtor ou importador de gás natural e do preço médio do CGOB vigente no ano em que a meta não foi cumprida, observados critérios de proporcionalidade e razoabilidade descumprimento, considerados, entre outros fatores, a variação do preço do CGOB, a disponibilidade do mercado no período, a conduta do agente e a efetiva vantagem econômica auferida.

§ 2º Quando a pena prevista no caput for aplicada, sua extensão deverá considerar a quantidade, a localização e o volume movimentado de gás natural das instalações do produtor ou do importador, bem como os impactos ao abastecimento nacional, à segurança energética e a vantagem auferida.

Justificativa

Idem a justificativa apresentada ao Art. 17

Art. 17. A sanção administrativa será aplicada por meio de processo administrativo instaurado com a finalidade de apurar infração a esta Resolução, sendo garantidos o direito à ampla defesa e ao contraditório, nos termos da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, e do Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

Contribuição

Sem contribuições para a redação do artigo.

Justificativa

Não aplicável.

Capítulo IV – Disposições finais e transitórias

<p>Contribuição <i>Inclusão de novo artigo: Art. XX. As metas anuais individuais dos operadores e importadores de gás aplicam-se apenas aos contratos de compra e venda de gás natural celebrados e registrados na ANP após a vigência desta norma.</i></p>
<p>Justificativa</p> <p>Sugerimos que seja adicionado um parágrafo que assegure que a previsão de que as metas anuais individuais incidam exclusivamente sobre contratos de compra e venda de gás natural registrados na ANP após a entrada em vigor da norma. O objetivo dessa sugestão é assegurar coerência econômica e segurança jurídica diante à política pública.</p> <p>No que tange às ciências econômicas, a imposição dessa obrigação se assemelha a um tributo ambiental aplicado ex post a assinatura de diversos contratos de compra e venda, o que tende a gerar assimetria de informação ao alterar as condições econômicas de contratos firmados sem a possibilidade de precificação prévia do custo regulatório pelos agentes. Por isso, entendemos que essa situação compromete a eficiência alocativa e distorce decisões de investimento e contratação da molécula pelos diferentes agentes de mercado.</p> <p>No âmbito jurídico, a aplicação da obrigação a contratos celebrados anteriormente pode ser interpretada como uma forma de retroatividade normativa, o que pode afetar os princípios da previsibilidade e da segurança jurídica. A ausência de clareza quanto ao alcance temporal da norma expõe os agentes a riscos regulatórios não antecipáveis, afetando a estabilidade das relações contratuais.</p>
<p><i>Art. 18. As metas anuais individuais definitivas para o ano de 2026 serão publicadas no sítio eletrônico da ANP na internet até o dia 1º de junho de 2026.</i> <i>Parágrafo único. Não haverá publicação de metas anuais individuais preliminares para o ano de 2026.</i></p>
<p>Contribuição Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa Não aplicável.</p>
<p><i>Art. 19. A ANP publicará, anualmente, em janeiro de cada ano, o percentual de atendimento das obrigações previstas no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, por cada agente obrigado, nos termos do Decreto nº 12.614, de 2025.</i> <i>Parágrafo único. A ANP disponibilizará, em seu sítio eletrônico na internet, informações sobre os processos administrativos sancionadores instaurados para os agentes não cumpridores das metas.</i></p>
<p>Contribuição Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa Não aplicável.</p>
<p><i>Art. 20. A ANP poderá publicar, em seu sítio eletrônico na internet, informações adicionais, esclarecimentos e detalhamentos operacionais complementares ao disposto nesta Resolução.</i></p>
<p>Contribuição Sem contribuições para a redação do artigo.</p>



<p>Justificativa Não aplicável.</p>
<p><i>Art. 21. O descumprimento das disposições desta Resolução sujeita o infrator às penalidades previstas neste ato, bem como àquelas contempladas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.</i></p>
<p>Contribuição Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa Não aplicável.</p>
<p><i>Art. 22. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.</i></p>
<p>Contribuição Sem contribuições para a redação do artigo.</p>
<p>Justificativa Não aplicável.</p>



Usuário Externo (signatário):	Lucas Silveira Antoun Netto
Data e Horário:	23/12/2025 16:44:59
Tipo de Peticionamento:	Intercorrente
Número do Processo:	48610.213379/2025-21
Protocolos dos Documentos (Número SEI):	
- Carta ENV nº 555/2025, de 23-12-2025	5599933

O Usuário Externo acima identificado foi previamente avisado que o peticionamento importa na aceitação dos termos e condições que regem o processo eletrônico, além do disposto no credenciamento prévio, e na assinatura dos documentos nato-digitais e declaração de que são autênticos os digitalizados, sendo responsável civil, penal e administrativamente pelo uso indevido. Ainda, foi avisado que os níveis de acesso indicados para os documentos estariam condicionados à análise por servidor público, que poderá alterá-los a qualquer momento sem necessidade de prévio aviso, e de que são de sua exclusiva responsabilidade:

- a conformidade entre os dados informados e os documentos;
- a conservação dos originais em papel de documentos digitalizados até que decaia o direito de revisão dos atos praticados no processo, para que, caso solicitado, sejam apresentados para qualquer tipo de conferência;
- a realização por meio eletrônico de todos os atos e comunicações processuais com o próprio Usuário Externo ou, por seu intermédio, com a entidade porventura representada;
- a observância de que os atos processuais se consideram realizados no dia e hora do recebimento pelo SEI, considerando-se tempestivos os praticados até as 23h59min59s do último dia do prazo, considerado sempre o horário oficial de Brasília, independente do fuso horário em que se encontre;
- a consulta periódica ao SEI, a fim de verificar o recebimento de intimações eletrônicas.

A existência deste Recibo, do processo e dos documentos acima indicados pode ser conferida no Portal na Internet do(a) AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.