

IBP-GN 041/2025

Rio de Janeiro, 26 de dezembro de 2025

À: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
Av. Rio Branco, 65 - Centro, Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

At.: Ilmo. Sr. Diretor Pietro Mendes
Diretoria IV

Cc.: Ilma. Sra. Superintendente Cristiane Zulivia de Andrade
Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos (SBQ)

Ilmo. Sr. Superintendente Adjunto Fabio Vinhado
Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos (SBQ)

Assunto: Consulta Pública nº 13/2025 sobre minuta que regulamenta a individualização das metas de Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB) para produtores e importadores de gás natural no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano instituído pela Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024.

Ilmo. Sr. Diretor,

O Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), principal representante dos produtores de petróleo e gás natural, atua há mais de 65 anos em prol do desenvolvimento de uma indústria competitiva e sustentável. Nesse sentido, gostaríamos de parabenizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela instauração da Consulta Pública nº 13/2025 sobre a minuta de resolução que regulamenta a individualização das metas do mandato do biometano para produtores e importadores de gás natural, conforme a Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro) e seu Decreto (Decreto 12.614/2025).

Dessa forma, em atenção às instruções desta Agência, o IBP estruturou suas contribuições por meio do formulário disponibilizado no âmbito da consulta pública, enviado em anexo a essa carta.

Ainda assim, considerando a grande relevância do tema para os produtores e importadores de gás natural, o IBP gostaria de trazer considerações mais detalhadas e aprofundadas sobre 5 (pontos) pontos que consideramos ser de suma importância para uma regulamentação robusta e eficiente das metas individuais:

1. Definição do agente obrigado “produtor”: concessionário vs. operador;
2. Definição da base de cálculo da meta individual para o produtor: volume comercializado vs. volume produzido;
3. Necessidade de uma definição de produtor e importador de pequeno porte, específica para essa Resolução;

1. Definição do agente obrigado “produtor”: concessionário vs. operador

Em relação ao primeiro ponto, é importante mencionar que o Art. 17 da Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro) estabelece que:

“O CNPE definirá meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural, a ser cumprida por meio da participação do biometano no consumo do gás natural, nos termos do regulamento.” (grifos nossos)

Adicionalmente, o Art. 18 estabelece que caberá à ANP, no exercício de suas competências:

“II - definir os agentes obrigados com base no volume total de gás natural comercializado”. (grifos nossos)

Por sua vez, o Art. 2 do Decreto 12.614/2025 define o agente obrigado como:

“II - agente obrigado - produtor e importador de gás natural que comercialize gás natural, na esfera de competências da União, e que seja obrigado a comprovar o atendimento da meta regulatória anual de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE, conforme regulamento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;” (grifo nosso)

Ou seja, a Lei 14.993/2024 e o Decreto 12.614/2025 tratam somente do conceito de produtor de gás natural, que comercialize a sua produção, não havendo referência em nenhum momento ao operador dos campos, cujo designação está dirigida à outras atividades¹.

Discordamos com a afirmação incluída na NOTA TÉCNICA DE REGULAÇÃO nº 3/2025/SBQ-CGR/SBQ/ANP-RJ, que afirma:

34. Deve-se ressaltar que se definiu o operador como parte obrigada, a fim de cumprir o objetivo do legislador, por alocar as metas aos operadores de um campo de produção de gás natural.

Pelo contrário, parece-nos que o objetivo do legislador, claramente especificado na Lei 14.993/2024, e regulamentado pelo Decreto 12.614/2025, é que o agente obrigado seja o **agente titular da propriedade da produção de gás** que, como tal, pode comercializá-la. Isto é, considerando que o operador do campo conduz e executa atividades, não há relação jurídica entre o operador e a propriedade da produção do campo, cabendo a cada concessionário comercializar a sua parte da produção.

Designar como agente obrigado o operador do campo é, a nosso ver, uma **impropriedade face a incompatibilidade jurídica entre produtor e operador** para os efeitos aqui tratados. Impropriedade essa que traz **várias consequências negativas** e, ainda, parece andar **na contramão do processo de abertura do mercado de gás natural**, que tem como um de seus objetivos fundamentais ampliar o número de agentes na oferta doméstica de gás natural.

A **principal consequência negativa**, se o agente obrigado for o operador do campo, é que **a demanda de biometano e CGOBs será bem mais concentrada** em algumas poucas empresas. A Tabela 1, construída a partir dos dados do Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, permite comparar a distribuição da produção de gás natural por operador e por consorciado. Apesar de se tratar de produção de gás bruto, e não de gás seco comercializado, fica evidente que a concentração é muito mais elevada quando se considera a distribuição por operador.

¹ **Operador:** Concessionário designado, na forma do Anexo VII, para conduzir e executar todas as Operações previstas neste Contrato em nome dos Concessionários.” In minuta de Modelo dos Contratos de Concessão da ANP (<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/edital>).

**Tabela 1 - Produção de gás natural por operador e por concessionário,
Outubro de 2025**

Operador	Gás Natural (Mm ³ /d)	% do total	Concessionário	Gás Natural (Mm ³ /d)	% do total
PETROBRAS	176.135	90,4%	PETROBRAS	120.730	62,6%
PETRORIO	7.520	3,9%	SHELL	21.932	11,4%
EQUINOR	1.607	0,8%	TOTALENERGIES	11.326	5,9%
TOTALENERGIES	1.602	0,8%	ENEVA	7.520	3,9%
ENEVA	1.573	0,8%	CNOOC	6.935	3,6%
SHELL	1.261	0,6%	CNPC	5.534	2,9%
ENAUTA	1.030	0,5%	PETROGAL	4.538	2,4%
39 outras empresas *	4.051	2,1%	REPSOL SINOPEC	1.919	1,0%
Total	194.780	100,0%	PETRORECÔNCAVO	1.585	0,8%
* Operadores que produziram menos de 1.000 Mm ³ /d no mês de Out de 2025.			PETRORIO	1.389	0,7%
			ORIGEM ALAGOAS	1.261	0,7%
			3R BAHIA	1.030	0,5%
			59 outras empresas *	7.268	3,8%
			Total	192.966	100,0%
			* Concessionários que produziram menos de 1.000 Mm ³ /d no mês de Out de 2025.		

Fonte: ANP, Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Outubro 2025.

Entendemos que a característica fundamental para a construção de um mercado líquido e competitivo é que haja o maior número de ofertantes e demandantes possíveis. Ao considerar como agentes obrigados todos os produtores consorciados, e não somente os operadores, o número de agentes obrigados aumenta, o que reduz a sua concentração e torna o mercado de CGOB mais dinâmico.

Por outro lado, entendemos que essa solução não está relacionada à falta de dados, já que a ANP possui todos os dados de produção e comercialização de gás natural por cada empresa concessionária, sendo desnecessário e potencialmente nocivo concentrar essa obrigação na empresa operadora. Inclusive já existem outras obrigações que incidem sobre cada uma das empresas consorciadas, como por exemplo as obrigações ligadas à cláusula de P&D.

A **segunda consequência indesejada**, se o agente obrigado for o operador do campo, é que muito provavelmente o operador de cada campo deverá organizar um complexo processo de repasse dos custos de aquisição do biometano e CGOBs para

os parceiros consorciados. Se assim não o fizesse, os demais produtores consorciados do campo seriam isentos da obrigação do Mandato do Biometano, o que não parece ser a intenção da Lei 14.993/2024, já que a Lei isentou tão somente os produtores de pequeno porte. Outrossim, o gás natural comercializado pelo operador seria menos competitivo que o gás natural comercializado pelos outros membros do consorcio.

A **terceira consequência negativa** é a aparente incongruência com o processo de abertura e amadurecimento do mercado de gás natural. A partir das novas oportunidades e obrigações promovida pela Nova Lei do Gás (Lei 14.134/2021) e por instrumentos anteriores² a essa Lei, hoje a maioria dos concessionários nos campos de maior porte já comercializa sua própria produção de gás natural. E uma mesma empresa pode ter diversas participações em diferentes campos não operados. Desta maneira, essa empresa consorciada, mas não operadora (ou operadora num campo, mas com participações não operadas em outros campos), pode ter interesse a construir e gerenciar a sua própria estratégia de compra e utilização de CGOB, em conjunto com a sua estratégia de comercialização de gás natural, por exemplo oferecendo aos seus clientes tanto gás natural fóssil como biometano ou CGOBs.

Em resumo:

- Considerar todos os produtores consorciados como agentes obrigados aumenta o número de agentes obrigados, reduzindo a concentração na demanda de CGOBs.
- A ANP dispõe de todas as informações necessárias para realizar a individualização da meta com base nos volumes comercializados pelos produtores e importadores como define a Lei 14.993/2024, não havendo razão para que se defina somente o operador como agente obrigado.
- Já existem outras obrigações que incidem sobre cada uma das empresas consorciadas, como por exemplo as participações governamentais e as obrigações ligadas à clausula de P&D.
- Com o amadurecimento do mercado de gás, em muitos casos, e especialmente nos campos de maior porte, cada membro do consorcio comercializa seu próprio gás. Da mesma forma, cada empresa consorciada poderá adotar a sua própria estratégia de compra e utilização de CGOBs.

² Como, por exemplo, o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) assinado entre a Petrobras e o CADE em julho de 2019 para ampliar a competição na oferta de gás natural no mercado.

2. Definição da base de cálculo da meta individual para o produtor: volume comercializado vs. volume produzido

É fundamental que os critérios de definição da meta global anual e os critérios para sua alocação entre os agentes obrigados sejam coerentes e consistentes entre si.

O CNPE definiu a meta anual de redução de emissões de GEE, considerando o mercado de gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural - conforme Art. 17 da Lei 14.993/2024.

Adicionalmente, o Art. 18 da mesma Lei estabelece que caberá à ANP, no exercício de suas competências:

"II - definir os agentes obrigados com base no volume total de gás natural comercializado". (grifos nossos)

É importante salientar o gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores é gás seco (especificado), e esse conjunto não inclui gás que não é comercializado e/ou não gera emissões de GEE, conforme Art. 7 do Decreto 12.614/2025:

Art. 7º Cabe à ANP alocar a meta anual estabelecida pelo CNPE entre os agentes obrigados, até 1º de dezembro do ano anterior.

§ 1º 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, como base de cálculo para a alocação da meta individual dos produtores é **fundamental considerar o volume comercializado e não o volume de gás produzido.**

Não é nosso objetivo discutir aqui quais bases de dados a ANP possui e poderá usar para esse cálculo. Mas, conceitualmente, parece-nos que a ANP já possui todos os dados necessários para calcular o volume de gás comercializado por cada empresa produtora-consorciada, através de duas metodologias alternativas:

- a) A partir das informações sobre os volumes de gás natural comercializados que a ANP recebe mensalmente de cada agente. Neste caso é preciso ter o cuidado de considerar tão somente o gás comercializado pelos produtores, evitando duplas contagens, já que o gás de um produtor pode ser vendido ainda na plataforma, ou em outro momento da cadeia, para outro produtor.

- b) A partir das informações de produção e movimentação de gás natural que a ANP recebe diariamente e mensalmente de todos os agentes produtores, deduzindo da produção bruta de cada agente todas as parcelas não comercializadas, tais quais: gás usado, queimado ou reinjetado na plataforma, volume perdido na retirada dos líquidos no processamento, volume usado no processamento e no transporte. Os dados referentes à algumas destas parcelas já são coletados pela ANP para cada agente produtor, enquanto outros podem ser estimadas em base a dados mais agregados (por exemplo, a % de perda de volume devido a retirada dos líquidos em cada planta de processamento pode ser usada para estimar *ceteris paribus* a perda de volume pela extração dos líquidos de todos os campos e agentes que tratam o gás nesta UPGN).

3. Necessidade de uma definição de produtor e importador de pequeno porte, específica para essa Resolução

A Lei nº 14.993/2024 previu que deverão ser excluídos da obrigação de compra de Biometano/CGOBs os pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural, conforme definição a ser estabelecida pela ANP.

O ponto é que esta autarquia ainda não possui regulamentação específica para definir quem são esses pequenos produtores e pequenos importadores de gás natural. Diante dessa lacuna regulatória, a definição desses agentes, para fins da Lei do Combustível do Futuro, deve estar alinhada ao objetivo central da própria Lei: reduzir as emissões de gases de efeito estufa no mercado de gás natural comercializado, sem para isso impactar indevidamente a oferta e o preço do próprio gás natural.

O intento do legislador ao excluir os agentes de pequeno porte era muito provavelmente não impactar agentes que estão desenvolvendo campos no limite da economicidade. Por isso, a definição de pequenos produtores e pequenos importadores precisa constar na própria regulação submetida a esta consulta pública e estar adequada ao contexto e aos objetivos da Lei que se regulamenta.

Cabe destacar que, ao utilizar a Resolução ANP nº 32/2014 (RANP nº 32/2014) como referência, a ANP incorre em um descompasso conceitual. Enquanto a RANP nº 32/2014 busca ampliar a participação de pequenas e médias empresas no segmento de E&P e utiliza como critério a produção total de hidrocarbonetos, além de outros

critérios, como a qualificação de operador C ou D pela ANP e operar pelo menos um Contrato de Concessão, que nada têm a ver com o volume de gás comercializado.³

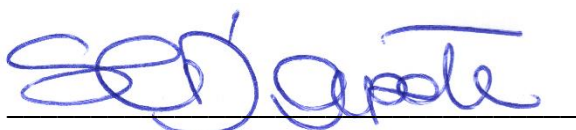
Além disso a RANP nº 32/2014 está certamente desatualizada considerando que a produção de gás natural apresentou aumento de 58%, em 2025 comparado com o ano de publicação da RANP nº 32/2014, segundo o Painel Dinâmico de Produção publicado por esta Agência.

Diante deste descompasso e para evitar possíveis ambiguidades, sugerimos que o critério adotado seja referente ao volume comercializado de gás natural, com vistas a garantir maior linearidade e coerência entre a Lei do Combustível do Futuro e a regulação da ANP.

Para respeitar o objetivo do legislador de não impactar os agentes que estão desenvolvendo campos de pequena produção ou baixo potencial econômico, identificando o valor de corte mais adequado para pequenos produtores, uma possível opção seria adotar um critério alinhado com os critérios de definição dos campos marginais. A RANP nº 877/2022 apresenta critérios de enquadramento diferenciados por ambiente de produção e por tipo de hidrocarbonetos produzidos.

Sendo o que tínhamos para contribuir, permanecemos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,



Sylvie D'Apote

Diretora Executiva de Gás Natural

³ II - Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior;