



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900

Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 14/2025/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado LUCIANO BIVAR
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
70160-900 Brasília/DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 4.593/2024, de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL/AM).**Referência:** Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.001616/2024-25.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 486, de 19 de dezembro de 2024, da Câmara dos Deputados, o qual Vossa Excelência encaminha o **Requerimento de Informação nº 4.593/2024, de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL/AM)**, por meio do qual *"Requer do Excelentíssimo Ministro de Minas e Energia, Senhor Alexandre Silveira, informações sobre como a falta de regulação e transparência no setor pode penalizar milhões de consumidores e comprometer o futuro da nossa economia regional."*
2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência os seguintes documentos com esclarecimentos acerca do assunto:
 - I - Despacho SNPGB (SEI nº 1004444), de 10 de janeiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - II - Nota Informativa nº 3/2025/DGN/SNPGB (SEI nº 1003836), de 9 de janeiro de 2025, elaborada pelo Departamento de Gás Natural;
 - III - Anexo Ofício DPBR/2024/17656 (SEI nº 1001318), de 30 de dezembro de 2024, encaminhado pela Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS);
 - IV - Anexo Nota Técnica (SEI nº 1001319), de 19 de dezembro de 2024, encaminhado pela Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS);
 - V - Despacho SNEE (SEI nº 1001772), de 6 de janeiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Energia Elétrica;
 - VI - Nota Informativa nº 41/2024/CGDE/DPSE/SNEE (SEI nº 1001001), de 2 de janeiro de 2025, elaborada pela Coordenação-Geral de Distribuição de Energia Elétrica;
 - VII - Ofício nº 142/2024/AID/ANEEL (SEI nº 1001266), de 30 de dezembro de 2024, encaminhado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
 - VIII - Despacho CGDE (SEI nº 1002131), de 6 de janeiro de 2025, elaborado pela Coordenação-Geral de Distribuição de Energia Elétrica

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA

Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 17/01/2025, às 16:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1007181** e o código CRC **CB49C9BB**.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
COORDENAÇÃO-GERAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

NOTA INFORMATIVA Nº 41/2024/CGDE/DPSE/SNEE

1. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

1.1. Trata-se de **Requerimento de Informação nº 4.593/2024 (0998131)**, de autoria do Deputado **Capitão Alberto Neto (PL/AM)**, que requer informações ao Ministério de Minas e Energia, acerca da implementação de regras mais rígidas para as concessões de energia elétrica no país, bem como outras ações adotadas.

1.2. Instada a se manifestar por meio do Ofício nº 272/2024/ASPAR/GM-MME (0998253), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) apresentou suas contribuições no Ofício nº 142/2024-AID/ANEEL (1001266).

2. **INFORMAÇÕES**

2.1. De forma a subsidiar o pedido de informações enviado pela Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos (ASPAR/MME), por meio do Despacho ASPAR (SEI nº 0998249), apresentamos as considerações acerca dos itens 1 e 2 do RIC nº 4.593/2024, que se alinham às competências deste Departamento de Políticas Setoriais (DPSE):

Item 1: Uma alarmante cobrança de R\$ 50 bilhões contra a Amazonas Energia poderá ser validada e repassada diretamente ao consumidor final. Existe algum mecanismo existente do poder público para proteção do consumidor?

DPSE/SNEE: Existem diversos mecanismos para a proteção do consumidor no setor elétrico brasileiro. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) desempenha um papel crucial na regulação desse setor. Qualquer repasse de custos para os consumidores deve ser previamente aprovado pela Aneel, que realiza análises detalhadas e audiências públicas para avaliar o impacto das tarifas sobre os consumidores antes de tomar uma decisão. Além disso, os Procons (Programas de Proteção e Defesa do Consumidor), presentes em nível estadual e municipal, são responsáveis por defender os direitos dos consumidores. Eles podem intervir em casos de abusos por parte da concessionária, fornecendo orientações e até representando os consumidores em ações contra empresas de energia.

A Defensoria Pública oferece assistência jurídica gratuita aos consumidores que não têm condições financeiras de arcar com os custos de um advogado, podendo entrar com ações coletivas ou individuais contra aumentos abusivos. O Ministério Público, através de suas promotorias de defesa do consumidor, pode investigar e propor ações civis públicas para proteger os consumidores de práticas abusivas e lesivas.

Em última instância, os consumidores podem recorrer ao Judiciário para contestar aumentos abusivos de tarifas. A Justiça pode conceder liminares que suspendam o repasse de custos até que a questão seja definitivamente resolvida. Esses mecanismos visam garantir que qualquer aumento tarifário seja justificado, transparente e que leve em consideração a capacidade de pagamento dos consumidores, protegendo-os de aumentos desproporcionais e injustos.

Referente à cobrança mencionada no valor de R\$ 50 bilhões, informamos que este Ministério não possui conhecimento sobre o assunto. Para fornecer uma resposta adequada, é necessário obter mais detalhes sobre a cobrança em questão.

Item 2: Atualmente, quais ações de supervisão rigorosa e transparência no setor energético estão em andamento?

DPSE/SNEE: No âmbito do Setor Elétrico, destacam-se o monitoramento e a fiscalização constantes realizadas pela Aneel. Aquela agência reguladora monitora e fiscaliza as concessionárias de energia elétrica para garantir a qualidade do serviço prestado e o cumprimento das normas regulatórias.

Outra importante iniciativa é a promoção da transparência tarifária pela ANEEL. A agência disponibiliza informações detalhadas sobre a composição das tarifas de energia elétrica, permitindo que os consumidores entendam os componentes dos custos e os motivos de eventuais reajustes. Além disso, todos os processos da ANEEL são públicos e podem ser acessados no próprio site da agência, reforçando o compromisso com a transparência e a supervisão no setor elétrico.

3. **CONCLUSÃO**

3.1. Diante do exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Informativa e do Ofício nº 142/2024-AID/ANEEL (SEI nº 1001266), à Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos para subsidiar resposta ao Requerimento de Informação nº 4.593/2024 (0998131), de autoria do Deputado Capitão Alberto Neto (PL/AM).

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Moraes De Souza Cortes Lopes, Assistente**, em 02/01/2025, às 13:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 02/01/2025, às 14:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1001001** e o código CRC **E47F8B4A**.

Referência: Processo nº 48300.001616/2024-25

SEI nº 1001001

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001616/2024-25

Assunto: Requerimento de Informação nº 4.593/2024.

Interessado: ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos - ASPAR,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 0998249, que trata do Requerimento de Informação nº 4.593/2024, do Deputado Federal Capitão Alberto Neto, encaminhamos o Despacho CGDE SEI nº 1001491, a NOTA INFORMATIVA Nº 41/2024/CGDE/DPSE/SNEE (SEI nº 1001001) e o Despacho CGDE SEI nº 1002131, com os quais concordamos, e o Ofício nº 142/2024-AID/ANEEL, SEI nº 1001266, contendo os elementos necessários para subsidiar a resposta ao referido Requerimento de Informação, com os assuntos que dizem respeito a esta SNEE.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro, Secretário Nacional de Energia Elétrica Substituto**, em 06/01/2025, às 16:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1001772** e o código CRC **2F50E8B7**.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001616/2024-25

Assunto: Requerimento de Informação nº 4.593/2024.

Interessados: ASPAR

À Secretaria Nacional de Energia Elétrica,

Em complemento à NOTA INFORMATIVA Nº 41/2024/CGDE/DPSE/SNEE (SEI nº 1001001), entendemos que cabem alguns pontos adicionais em relação ao item 2, intitulada "*Atualmente, quais ações de supervisão rigorosa e transparência no setor energético estão em andamento?*":

1. No âmbito do setor elétrico cabe mencionar as ações de fiscalização da Aneel sobre os serviços de eletricidade, que por sua vez segue uma abordagem estratégica baseada na prevenção, inteligência analítica e evidências, visando orientar as distribuidoras na prestação adequada do serviço público de distribuição de energia elétrica. Essa fiscalização é conduzida em um ciclo contínuo de quatro etapas interdependentes.
2. A primeira etapa, **Monitoramento**, avalia a qualidade dos serviços das distribuidoras por meio da percepção dos consumidores e indicadores técnicos e comerciais. A percepção é coletada através de reclamações registradas nas centrais de atendimento das distribuidoras, ouvidorias e demandas de órgãos de controle, além do Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), que mede anualmente o grau de satisfação dos consumidores residenciais. Já os indicadores técnicos verificam a qualidade do fornecimento de energia, enquanto os comerciais avaliam o atendimento das demandas dos consumidores. Ferramentas como o Painel de Desempenho da Distribuição oferecem suporte a essa avaliação.
3. Na segunda etapa, **Análise**, são elaborados e divulgados relatórios apontando falhas no desempenho das distribuidoras. Esses documentos servem como base para que as empresas adotem as providências necessárias para corrigir as desconformidades.
4. A terceira etapa, **Acompanhamento**, exige que as distribuidoras apresentem planos de regularização com prazos definidos, considerando critérios como gravidade, prioridade e risco. A Aneel monitora a implementação desses planos e consolida os resultados em relatórios públicos, garantindo transparência e permitindo que a sociedade acompanhe as ações de fiscalização.
5. Por fim, na quarta etapa, **Ação Fiscalizadora**, são realizadas verificações específicas caso as falhas persistam, podendo incluir notificações e punições. Entre as ações, destacam-se a apuração de indicadores de continuidade, análise do atendimento comercial, verificação da aplicação de subvenções à baixa renda, cumprimento de metas de programas como Luz para Todos, e avaliação técnica de redes e subestações. Além disso, algumas distribuidoras firmam Termos de Ajuste de Conduta (TAC), substituindo multas por investimentos voltados à regularização das situações identificadas.
6. Nesse contexto, destaca-se a atuação da Agência em relação à Enel Distribuição São Paulo, que, devido às frequentes interrupções no fornecimento de energia elétrica causadas por eventos climáticos extremos, teve suas atividades de fiscalização intensificadas. Em outubro de 2024, um intenso temporal deixou aproximadamente 760 mil imóveis sem energia elétrica na capital paulista e na região metropolitana. Diante dessa situação, a ANEEL realizou uma avaliação do desempenho da distribuidora, constatando que a Enel não cumpriu integralmente seu plano de contingência. Em particular, a empresa mobilizou uma quantidade de funcionários inferior ao previsto para enfrentar situações emergenciais, comprometendo a capacidade de resposta e agravando os transtornos enfrentados pelos consumidores.
7. Como resposta a essas falhas, a Aneel deu início a um processo administrativo para apurar a atuação da Enel, com o objetivo de avaliar possíveis negligências no cumprimento de suas obrigações regulatórias. O processo inclui a análise detalhada dos procedimentos adotados pela distribuidora, o confronto com os padrões estabelecidos pela regulamentação e a identificação de eventuais desconformidades. Além disso, o processo busca determinar as sanções cabíveis, caso sejam confirmadas irregularidades, garantindo que a empresa adote as medidas necessárias para evitar a repetição de falhas semelhantes no futuro.
8. A ANEEL tem desempenhado um papel ativo na fiscalização da Amazonas Energia, com ênfase na transferência de seu controle societário. Após a publicação da Medida Provisória nº 1.232, de 2024, que atribuiu à Agência a competência para deliberar sobre os planos de transferência, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 167/2024-STR-SFF-SCE/ANEEL, na qual foi analisado o plano de transferência de controle da Amazonas Energia, a minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 1/2019-ANEEL, as flexibilizações dos parâmetros regulatórios de eficiência de custos operacionais, fator X, perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis. Em seguida, a ANEEL tomou a decisão de abrir prontamente uma consulta pública, incentivando o debate sobre o tema e demonstrando seu compromisso com a transparência e a participação da sociedade civil. Apesar do desenrolar não ser pertinente especificamente à questão é importante mencionar que este processo é público e pode ser acessado por qualquer cidadão no site da Agência.
9. Além disso, com o objetivo de minimizar o risco de falhas na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ANEEL continua com atividades de monitoramento e acompanhamento contínuos dos serviços prestados na área de concessão da Amazonas Energia, no âmbito do processo 48500.009542/2022-57. A ANEEL também tomará novas ações específicas de fiscalização devido à troca de controle societário da distribuidora, garantindo a continuidade e a qualidade dos serviços prestados.
10. Quanto ao Ministério de Minas e Energia, no exercício de suas atribuições legais, desempenhou papel estratégico na supervisão e condução de medidas voltadas à sustentabilidade das concessões de distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas. As ações do

Ministério, fundamentadas no Relatório do Grupo de Trabalho - Concessões de Distribuição dos Estados do Amazonas e do Rio de Janeiro (GT CDAR), visaram garantir a qualidade, segurança e continuidade do serviço público prestado à população.

11. Como principal feito, destaca-se a já mencionada Medida Provisória nº 1.232, de 12 de junho de 2024, estabelecendo dispositivos para a transferência do controle societário da concessionária Amazonas Energia S.A., aliados a medidas que asseguram a sustentabilidade econômico-financeira do serviço. Dentre as disposições destacam-se flexibilizações regulatórias temporárias, como a cobertura de custos operacionais e perdas não técnicas pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), por até três ciclos tarifários, visando mitigar impactos tarifários aos consumidores.

12. Além disso, para garantir transparência e participação social, o MME supervisionou o processo de análise técnica conduzido pela Aneel, incluindo a abertura de Consulta Pública nº 021/2024. Essa etapa permitiu a coleta de subsídios e informações adicionais sobre a transferência do controle societário da concessionária, garantindo que as decisões fossem embasadas em ampla discussão e alinhadas ao interesse público.

13. Cabe aqui mencionar também as ações de supervisão do MME relacionadas aos eventos ocorridos sob a concessão da ENEL SP. Em 17 de novembro de 2023, após um evento climático, o MME enviou o Ofício nº 747/2023/GM-MME à Aneel, determinando a mobilização de equipes para fiscalizar as concessionárias de energia elétrica no estado de São Paulo e solicitar uma listagem das fiscalizações realizadas nos últimos cinco anos. Em resposta, a Aneel apresentou informações detalhadas sobre as medidas tomadas e os processos punitivos aplicados à Enel SP no período.

14. Outro evento significativo ocorreu em 18 de março de 2024, quando uma interrupção no fornecimento de energia na região central de São Paulo foi atribuída a uma obra da Sabesp. O MME, por meio do Ofício nº 119/2024/GM-MME, determinou à Aneel a realização de uma fiscalização urgente para apurar as responsabilidades do caso. Essa determinação foi reforçada posteriormente, em 1º de abril de 2024, com o envio do Ofício nº 147/2024/GM-MME, que exigia a abertura de um processo administrativo para investigar falhas e descumprimentos contratuais pela concessionária.

15. Em 12 de outubro de 2024, após um evento climático extremo que deixou cerca de 3 milhões de consumidores sem energia, o MME enviou o Ofício nº 518/2024/GM-MME, solicitando rigor na apuração das responsabilidades da Enel SP. Esse documento também reiterou as solicitações contidas nos ofícios anteriores, como o nº 119/2024/GM-MME e o nº 147/2024/GM-MME. No dia seguinte, o MME reforçou as comunicações com o Ofício nº 519/2024/GM-MME, cobrando providências adicionais da Aneel.

16. Para gerenciar a situação, o Comitê de Gerenciamento de Crise do MME, criado pela Portaria Normativa nº 61/GM/MME, instituiu uma Sala de Situação, enquanto o Secretário Nacional de Energia Elétrica, por meio do Ofício nº 94/2024/CGDE/DPSE/SNEE-MME, solicitou à Enel SP o envio de boletins operacionais diários. Esses documentos monitoraram as condições climáticas e o progresso no restabelecimento do fornecimento de energia, que foi concluído em 17 de outubro.

17. Em 20 de outubro de 2024, o MME, por meio do Ofício nº 538/2024/GM-MME, solicitou a abertura imediata de outro processo administrativo, com o objetivo de analisar possíveis descumprimentos contratuais e regulamentares pela Enel SP, considerando a reincidência de falhas no atendimento emergencial e o não cumprimento de planos de contingência.

18. Os ofícios emitidos pelo MME ao longo desse período demonstram um esforço contínuo para garantir a prestação adequada do serviço de energia elétrica, apurar responsabilidades e, se necessário, aplicar sanções que assegurem o cumprimento das obrigações contratuais pela concessionária.

Respeitosamente,

(assinado eletronicamente)

FREDERICO DE ARAUJO TELES

Diretor do Departamento de Políticas Setoriais



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles**, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais, em 06/01/2025, às 16:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1002131** e o código CRC **AB22DF85**.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
DEPARTAMENTO DE GÁS NATURAL

NOTA INFORMATIVA Nº 3/2025/DGN/SNPGGB

1. **ASSUNTO**

1.1. Requerimento de Informação nº 4593/2024

2. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

2.1. O Requerimento de Informação nº 4593/2024, do Deputado Capitão Alberto Neto, solicita, entre outros, informações "sobre o que tem sido feito na área da competitividade, inovação e políticas públicas que garantam tarifas justas e acesso ao gás natural como vetor de crescimento econômico para todos" e sobre a existência de "algum plano ou projeto do MME para fomentar a produção e transporte de gás no Amazonas, o que poderia reduzir o preço exorbitante do gás que é vendido pela CONGÁS em Manaus".

2.2. Esta Nota Informativa tem o objetivo de apresentar as informações no âmbito das competências do Departamento de Gás Natural.

3. **INFORMAÇÕES**

REQUERIMENTO DE INFORMAÇÃO Nº 4593/2024

3.1. Por meio do Ofício 1ºSec/RI/E/nº 486, de 19 de dezembro de 2024 (SEI nº 0998130), a Câmara dos Deputados encaminhou para o Ministério de Minas e Energia (MME), entre outros, o Requerimento de Informação (RIC) nº 4593/2024 (SEI nº 0998131), do Deputado Capitão Alberto Neto. O RIC nº 4593/2024 solicita respostas para os seguintes questionamentos:

1) Uma alarmante cobrança de R\$ 50 bilhões contra a Amazonas Energia poderá ser validada e repassada diretamente ao consumidor final. Existe algum mecanismo existente do poder público para proteção do consumidor?

2) Atualmente, quais ações de supervisão rigorosa e transparência no setor energético estão em andamento?

3) Monopólio mantido por décadas criou um ambiente hostil à inovação e ao desenvolvimento econômico no Amazonas. Sendo assim, o que tem sido feito na área da competitividade, inovação e políticas públicas que garantam tarifas justas e acesso ao gás natural como vetor de crescimento econômico para todos?

4) O Amazonas é o principal produtor de gás continental do Brasil e esse gás está presente em duas sub-bacias, Alto Amazonas (região de Urucu) e Médio Amazonas (região de Silves), que distam aproximadamente 900 km entre si. O gás de Urucu segue subaproveitado (parte é queimada e parte é reinjetada em furos não produtores) e o gasoduto Coari-Manaus tem sua capacidade ociosa, transportando apenas 30% de sua capacidade. Sendo assim, existe algum plano ou projeto do MME para fomentar a produção e transporte de gás no Amazonas, o que poderia reduzir o preço exorbitante do gás que é vendido pela CONGÁS em Manaus (**R\$ 9/m³** ou U\$ 1,50/m³, <https://www.comgas.com.br/minha-conta/tarifas>)?

Nos EUA o preço é de U\$ 3,28 para mil pés cúbicos o que equivale a U\$ 0,1148 por metro cúbico, ou seja, **R\$ 0,6888 por metro cúbico**. O preço praticado em Manaus é 13 vezes maior (1.300%) que o preço nos EUA (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3035us3m.htm>).

3.2. Na justificação do RIC, o autor inicia com a seguinte motivação:

Hoje somos confrontados com um problema que reflete a complexidade das relações de poder e interesses econômicos no setor energético do Brasil, em especial no Amazonas. A matéria publicada pelo Direto ao Ponto News sobre o empresário Carlos Suarez, conhecido como o "Rei do Gás", é um alerta contundente sobre como a falta de regulação e transparência no setor pode penalizar milhões de consumidores e comprometer o futuro da nossa economia regional.

3.3. No que se refere ao setor de gás natural, a justificação do RIC apresenta os seguintes pontos:

A trajetória de Suarez, marcada por monopólios, litígios bilionários e denúncias de práticas antiéticas, como a compra da Cigás por apenas R\$ 3 milhões, que hoje vale mais de R\$ 900 milhões, evidencia uma rede de poder construída à margem dos interesses da população amazonense. Essa valorização exponencial da empresa não veio acompanhada de benefícios diretos ao consumidor, mas sim de um histórico de cobranças excessivas, disputas judiciais e ações que limitam a competitividade do setor.

[...]

Além disso, o monopólio da Cigás, mantido por décadas, criou um ambiente hostil à inovação e ao desenvolvimento econômico no Amazonas. Foi somente em 2021, com a aprovação da Lei do Gás, que começamos a vislumbrar uma abertura para novas empresas no setor. No entanto, sabemos que a resistência do "Rei do Gás" a essas mudanças tem sido constante, incluindo lobbies no Congresso Nacional para manter sua influência e privilégios.

[...]

Portanto, é imperativo que os políticos, órgãos reguladores e a sociedade civil se unam para exigir supervisão rigorosa e transparência no setor energético. O Amazonas não pode continuar refém de práticas monopolistas que sufocam nosso potencial de desenvolvimento.

Precisamos de competitividade, inovação e políticas públicas que garantam tarifas justas e acesso ao gás natural como vetor de crescimento econômico para todos, não apenas para uma elite empresarial, o que está em jogo aqui é mais do que dinheiro. É a soberania energética do Amazonas e a qualidade de vida de nossa população. Não podemos permitir que disputas como essa sejam resolvidas nas costas do povo. É hora de exigir responsabilidade, ética e compromisso com o futuro do nosso estado

3.4. Considerando o teor dos questionamentos e a justificação do RIC nº 4593/2024, esta Nota Informativa apresentará informações para os itens 2, 3 e 4, no âmbito das competências do Departamento de Gás Natural (DGN) da Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGGB).

INFORMAÇÕES PRELIMINARES

3.5. O setor de gás natural tem atividades sob competência federal e estadual. Tendo em vista que as informações solicitadas pelo RIC nº 4593/2024 abordam questões que são de competências federal e estadual, oportuno apresentar preliminarmente um panorama legal e regulatório do setor.

3.6. O art. 177 da Constituição Federal estabelece o monopólio da União sobre atividades do setor de petróleo e gás natural, conforme transcrição abaixo:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do **caput** do art. 21 desta Constituição Federal.

[...]

3.7. De outro lado, o art. 25, § 2º, da Constituição Federal estabelece que a prestação dos serviços locais de gás canalizado é de competência estadual, conforme transcrição abaixo:

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

[...]

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

[...]

3.8. Assim, no presente caso, a exploração e produção de gás natural em Urucu e Silves e o transporte até Manaus/AM estão na esfera de competência federal, enquanto que o exercício da atividade de prestação dos serviços locais de gás canalizado está na esfera de competência estadual.

3.9. O Polo Urucu está localizado na Bacia do Solimões, nos municípios de Tefé e Coari, no estado do Amazonas, a cerca de 623 km de Manaus/AM, sendo um dos maiores produtores de petróleo e gás natural em terra no Brasil. A operadora das concessões do Polo Urucu é a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). O gás natural produzido no Polo Urucu é transportado por meio do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), até Manaus/AM, com outros pontos de entrega ao longo do seu percurso.

3.10. Já no município de Silves/AM, localiza-se o Complexo Azulão, que inclui o campo de Azulão, da Bacia do Amazonas, com produção de gás natural. Atualmente, a Eneva, proprietária do Complexo, utiliza o gás natural do campo de Azulão para fazer o suprimento da Usina Termelétrica (UTE) Jaguatirica II, em Boa Vista/RR, fazendo o transporte na forma de gás natural liquefeito (GNL) em carretas criogênicas por mais de 1.000 km. Além disso, a Eneva está construindo duas UTEs no Complexo, UTE Azulão I e UTE Azulão II, com previsão de início de operação comercial em 2026.

3.11. Na esfera estadual, a Companhia de Gás do Amazonas S.A. (Cigás) é a concessionária do estado do Amazonas responsável pela prestação dos serviços locais de gás canalizado. A Cigás é uma sociedade de economia mista, criada pela Lei Estadual nº 2.325, de 8 de maio de 1995, tendo sido a ela outorgada a concessão para explorar os serviços de gás canalizado em todo o território do estado do Amazonas, com exclusividade de distribuição, pelo prazo 50 anos. De acordo com informações disponíveis no sítio eletrônico da Cigás, o Governo do Estado do Amazonas detém 51% das ações ordinárias e 17% do capital social da Cigás, enquanto a Manausgás S.A. detém o restante, respectivamente, 49% e 83%.

3.12. De acordo com o que temos de conhecimento, em 2021, o estado do Amazonas revisou a regulamentação da atividade de prestação dos serviços locais de gás canalizado, com a edição da Lei Estadual nº 5.420, de 17 de março de 2021, considerada, na época, pelos grandes consumidores de gás natural, uma das mais avançadas para a abertura do mercado de gás natural.

3.13. Destacam-se, nessa Lei Estadual, a redução do volume para se tornar consumidor livre, que passou para 10.000 m³/dia, e o art. 2º, § 2º, que explicitou que as atividades de transporte e de distribuição de GNL e de gás natural comprimido (GNC) não estão na esfera de competência estadual, conforme transcrição a seguir:

Art. 2º O serviço de distribuição de gás natural canalizado consiste na movimentação de gás natural canalizado de interesse geral, com fundamento no art. 25, § 2º, da Constituição Federal, a ser realizado pela concessionária, que poderá movimentar gás próprio ou de terceiros.

§ 1º Não se enquadra como serviço de distribuição de gás natural canalizado para os fins desta Lei a movimentação de gás natural em instalações internas e gasodutos de transferência localizados dentro do limite da propriedade do agente, respeitadas as normas federais.

§ 2º O transporte e distribuição de Gás Natural Liquefeito (GNL) e Gás Natural Comprimido (GNC) não se enquadram como serviços de distribuição e movimentação de gás canalizado.

3.14. Isso conferiu maior segurança jurídica para os investimentos de produção de gás natural e transporte de GNL que estavam sendo implantados pela Eneva na época, atividades que estão na esfera de competência federal. De acordo com informações disponíveis da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção de gás natural do campo de Azulão iniciou em maio de 2021, atingindo maior regularidade a partir de março de 2022.

3.15. Passa-se, a seguir, aos esclarecimentos às questões do RIC nº 4593/2024 no âmbito das competências deste Departamento.

ESCLARECIMENTOS AO ITEM 2

2) Atualmente, quais ações de supervisão rigorosa e transparência no setor energético estão em andamento?

3.16. As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural constituem monopólio da União, nos termos do art. 177, I, da Constituição Federal, regulamentadas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo, pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que trata da cessão onerosa, e pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, a Lei da Partilha de Produção, entre outras. Essas atividades, de modo geral, podem ser exploradas sob o regime de concessão ou de partilha de produção, precedida de licitação, realizada pela ANP.

3.17. Os vencedores das licitações firmam contratos com a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) ou pela ANP, em que são estabelecidos diversos requisitos e obrigações, sem prejuízo do disposto nas leis e regulamentos aplicáveis. O cumprimento dos requisitos e obrigações é fiscalizado pela ANP, que também aprova os diversos planos de execução das atividades dos contratados, como o Plano de Desenvolvimento (PD) dos campos e o Plano Anual de Produção (PAP). Além disso, os contratados devem apresentar diversas

informações à ANP, como o Boletim Mensal da Produção (BMP). Essa supervisão é relevante para a promoção do melhor aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, bem como para a apuração das participações governamentais, que serão, posteriormente, distribuídas aos entes federativos.

3.18. Para a promoção da transparência, a ANP disponibiliza vários painéis dinâmicos em seu sítio eletrônico, que podem ser acessados pelo endereço: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas>. Os painéis dinâmicos abrangem várias informações, como a produção de petróleo e gás natural, investimentos por bacia, investimentos de conteúdo local e estimativas de participações governamentais.

3.19. Em relação à atividade de transporte dutoviário de gás natural, também é monopólio da União, nos termos do art. 177, IV, da Constituição Federal, e regulamentada pela Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a atual Lei do Gás, que revogou a antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. A atividade de transporte de gás natural é exercida sob o regime de autorização, regulada e fiscalizada pela ANP. As tarifas de transporte de gás natural são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP.

3.20. Especificamente em relação ao gasoduto Urucu-Coari-Manaus, a sua tarifa de transporte foi uma das primeiras a serem aprovadas pela ANP, sob a vigência da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009. O processo de aprovação está documentado na Nota Técnica nº 006/2011-SCM, de 22 de fevereiro de 2011, da ANP, disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/ctt-anp-cgucm/nota-tecnica-006-2011.pdf>. A Nota Técnica destaca a relevância da análise crítica da ANP sobre as informações fornecidas pela TAG, que permitiu a redução da tarifa de transporte em relação à proposta originalmente apresentada pela transportadora.

3.21. Em observância à regulação da transparência de informações sobre transporte de gás natural, os transportadores devem divulgar uma série de informações no seu sítio eletrônico. Assim, no caso da TAG, as informações podem ser acessadas em: <https://ntag.com.br/transparencia/>. Em cumprimento à Portaria ANP nº 1, de 6 de janeiro de 2003, a TAG apresenta, entre outros, os modelos de contrato de transporte, as características técnicas e operacionais dos gasodutos, a quantidade diária programada e realizada dos serviços de transporte, as tarifas de transporte firme e a simulação termo-hidráulica com estimativa de capacidade técnica disponível.

3.22. As informações de movimentação de gás natural podem ser obtidas também nos painéis dinâmicos da ANP, disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-movimentacao-de-gas-natural-em-gasodutos-de-transporte>.

3.23. Em relação à prestação dos serviços locais de gás canalizado, por ser de competência estadual, sugerimos solicitar informações ao órgão competente estadual. Não obstante, no âmbito das competências da esfera federal, a ANP dá publicidade aos contratos de compra e venda de gás natural quando a compradora é uma companhia de prestação dos serviços locais de gás canalizado. Os contratos estão disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/acompanhamento-do-mercado-de-gas-natural/publicidade-de-contratos-de-compra-e-venda>. Entre os contratos disponíveis, encontra-se o da Cigás com a Petrobras.

3.24. Além disso, o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado mensalmente pelo MME, consolida algumas informações dos serviços locais de gás canalizado, obtidas com a colaboração da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás). O Boletim está disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. O Boletim ainda faz um comparativo das tarifas de suprimento de gás natural, obtidas a partir do acesso às informações disponibilizadas por cada concessionária em seu respectivo sítio eletrônico. Vide seção *Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora* do Boletim. No caso da Cigás, a tabela tarifária está disponível em: <https://www.cigas-am.com.br/tabela-tarifaria>. Os preços apresentados no Boletim foram convertidos para US\$/MMBtu.⁸

3.25. Oportuno comentar ainda a recente publicação do Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, que aperfeiçoou a regulamentação da Lei do Gás, com alterações no Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Esse Decreto foi resultado de propostas apresentadas pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), instituído pela Resolução nº 1, de 20 de março de 2023, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). As propostas apresentadas pelo GT-GE tiveram como objetivo, entre outros, aumentar a disponibilidade de gás natural nacional para os setores produtivos, melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural e integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética.

3.26. As propostas do GT-GE foram baseadas no *benchmarking* internacional, especialmente a regulação europeia, com destaque para a da Noruega e do Reino Unido, assim como a legislação setorial americana e as diretivas, orientações e recomendações da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e da Agência Internacional de Energia (IEA), sobre o setor de infraestrutura e de gás natural, aplicáveis à resolução dos problemas mapeados e identificados. As boas práticas regulatórias internacionais adotadas em países como os Estados Unidos da América, Reino Unido e a Noruega, apontam a necessidade de, por exemplo, planejamento integrado das infraestruturas do setor de gás natural, a segregação das atividades com características de monopólio natural como modelo de negócio próprio, a justa e adequada remuneração do investimento, a transparência e redução da assimetria de informações, a prevalência do interesse público sobre o privado, entre outros.

3.27. Nesse sentido, o Decreto nº 12.153/2024 reforçou, entre outros, as competências da ANP para a regulação e monitoramento do setor de gás natural, bem como a transparências das informações sobre as infraestruturas do setor, essencial para facilitar o acesso de terceiros, visando à criação do mercado concorrencial da molécula. As análises do GT-GE indicaram que uma boa regulação do setor de gás natural, com implementação das medidas propostas, poderia promover a ampliação da oferta do energético e a redução de preço da molécula e dos custos de transação ao longo dos elos de escoamento, processamento, transporte e do elo dos serviços locais de gás canalizado, com repercussão, de forma ampla, em diversos setores e cadeias produtivas da economia brasileira, tais como, os setores industriais, da agricultura, da siderurgia, da petroquímica, dos transportes e da mobilidade urbana.

3.28. Como exemplo, o § 6º do art. 6º-F do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024, estabeleceu uma série de requisitos no processo de outorga de autorização para as atividades de escoamento, processamento, tratamento, transporte e estocagem subterrânea de gás natural. Entre as informações exigidas estão o plano de negócios do investimento, com o respectivo valor total, o fluxo de caixa projetado para o investimento, com respectivos critérios econômicos adotados, a remuneração de capital investido, os custos operacionais e de manutenção das instalações, entre outros. Haverá ainda o monitoramento do retorno do investimento, por meio de relatórios a serem apresentados pelos outorgados, conforme estabelece o § 9º desse mesmo artigo. De acordo com o § 7º desse artigo, a ANP dará publicidade aos parâmetros econômicos aprovados e realizados para a infraestrutura autorizada, incluída a fórmula de cálculo da tarifa e da remuneração justa e adequada, permitindo o acompanhamento da base regulatória de ativos dos outorgados.

3.29. Já o art. 22-B do Decreto nº 10.712/2021, também incluído pelo Decreto nº 12.153/2024, estabelece a relação mínima das informações sobre as infraestruturas que deve ser disponibilizada pelos outorgados, entre elas as capacidades nominais, contratadas e

utilizadas das infraestruturas, a faixa da tarifa de acesso e os extratos dos contratos firmados. O art. 22-C estabelece a publicidade das reservas, produção e projeções de produção de petróleo e gás natural dos campos, para que os operadores das infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural tenham visibilidade da demanda por seus serviços e possam reduzir os riscos do negócio, refletindo em taxas de retorno menores para seus investimentos. Os consumidores também terão melhor visão sobre a perspectivas de oferta de gás natural, podendo criar novas oportunidades de melhor aproveitamento desse recurso energético. O art. 22-D estabelece que os concessionários e os contratados de exploração e produção de petróleo e gás natural deverão apresentar relatório regulatório anual por campo de produção, contendo informações de desempenho econômico e financeiro, para que a ANP possa aprimorar não só as licitações de oferta de área para exploração e produção de petróleo e gás natural, mas também avaliar as políticas públicas do setor de modo mais abrangente.

3.30. O art. 21 do Decreto nº 10.712/2021 também teve alterações feitas pelo Decreto nº 12.153/2024, reforçando a competência da ANP na supervisão do mercado. De acordo com o § 3º desse artigo, a ANP realizará constante monitoramento e diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural, seus derivados, biometano e outros energéticos, sempre pela observância da oferta para efetivo atendimento da demanda, bem como das condições de acesso às infraestruturas necessárias para atendimento dos consumidores nacionais.

3.31. Além disso, de acordo com o § 5º desse artigo, a ANP avaliará a adequada redução de custos decorrentes da evolução da regulamentação setorial, da amortização dos investimentos e de seus reflexos sobre o preço do gás natural ao consumidor final, cabendo à Agência adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica, nos termos do art. 33 da Lei do Gás.

3.32. Ademais, foi proposta a criação de um colegiado para suprir uma lacuna de competências identificada a partir do diagnóstico e das discussões do GT-GE, que não vinha sendo exercida por nenhuma instituição. Assim, por meio da Portaria GM/MME nº 805, de 23 de setembro de 2024, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN), composto por autoridades do MME, formulador da política pública setorial, da ANP, responsável pela regulação setorial, e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelos estudos do planejamento setorial. O CMSGN tem atribuições como acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do abastecimento, em horizontes pré-determinados, visando ao atendimento da demanda de gás natural e seus derivados em cada região do país, abrangendo a oferta, demanda e qualidade de insumos energéticos e as perspectivas de suprimento por qualquer elo da cadeia, modal logístico ou estado físico, monitorar o atendimento aos dispositivos setoriais previstos na Constituição Federal, Leis, Decretos, Resoluções do CNPE e outros dispositivos que tenham relação direta ou indireta com o setor gás natural, incluindo, no que couber, os setores de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, monitorar o desenvolvimento, os impactos e os resultados das resoluções editadas pela ANP, monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, propor medidas adicionais e complementares para a abertura do mercado de gás natural aos órgãos competentes, entre outros.

3.33. Ressalta-se ainda que, na proteção dos interesses do consumidor quanto à oferta dos produtos, a ANP deve observar o disposto no art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024. Entre as ações ali elencadas, pode-se destacar que a ANP deve determinar, mediante prévio processo administrativo com oitiva das empresas, o aumento da produção de gás natural para campos em produção, inclusive os campos maduros, que novos projetos com volumes significativos de gás natural contemplem possibilidade de exportação de gás natural, e a adequação da capacidade operacional das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural e seus derivados para atendimento à ampliação do volume estimado da produção de gás natural, de forma a atender aos interesses dos consumidores e ao abastecimento nacional.

ESCLARECIMENTOS AO ITEM 3

3) Monopólio mantido por décadas criou um ambiente hostil à inovação e ao desenvolvimento econômico no Amazonas. Sendo assim, o que tem sido feito na área da competitividade, inovação e políticas públicas que garantam tarifas justas e acesso ao gás natural como vetor de crescimento econômico para todos?

3.34. Na esfera federal, o monopólio da União de que trata o art. 177 da Constituição Federal foi flexibilizado com a Emenda Constitucional nº 9/1995. Até então, a Petrobras exercia o monopólio da União, sendo que, nessa condição, desenvolveu o Polo Urucu, no estado do Amazonas, importante região de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra descoberta em 1986. Atualmente, há, pelo menos, outro agente explorando e produzindo gás natural no estado. O campo de Azulão, da Eneva, é emblemático, pois inovou ao fazer parte do Projeto Integrado Azulão-Jaguaritica II, monetizando o gás natural produzido no estado do Amazonas com geração de energia termelétrica no estado de Roraima. O transporte é feito por meio de GNL em carretas criogênicas, percorrendo mais de 1.000 km de rodovia. A operação de uma planta de liquefação de gás natural no campo de Azulão abre ainda oportunidades para distribuição de GNL no estado do Amazonas. A Eneva deve expandir sua produção de gás natural, pois adquiriu novas áreas nas rodadas de licitações da ANP, tanto na Bacia do Amazonas quanto na Bacia do Solimões.

3.35. Por sinal, destaca-se que a inclusão de novos blocos da Bacia do Amazonas e do Solimões nas rodadas de licitação da ANP permitirá a ampliação da oferta de gás natural, contribuindo para o aumento da competitividade desse energético na região.

3.36. Não obstante, vale ressaltar o desafio do transporte de gás natural na região, em vista da sua sensibilidade ambiental, distância e características geológicas e climáticas. Isso reflete no custo do transporte, provocando uma das tarifas de transporte mais caras do país, calculada conforme a Nota Técnica nº 006/2011-SCM, da ANP, mencionada anteriormente.

3.37. Neste ponto, destaca-se a dificuldade cada vez crescente para obtenção de licenciamento ambiental para as atividades do setor de petróleo e gás natural. Isso se torna mais acentuado na região da Amazônia, mesmo em locais distantes da costa, como é o caso da Margem Equatorial. Isso compromete o desenvolvimento de novas áreas e o aproveitamento dos recursos naturais, que poderiam trazer retorno econômico e social para essas regiões.

3.38. Apesar desses desafios, a EPE realiza periodicamente estudos indicativos sobre desenvolvimento de infraestruturas do setor de gás natural para expansão do mercado, publicizados nos seguintes documentos:

- i) Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG): busca apresentar as análises quanto aos gasodutos de transporte que podem vir a ser implementados nos próximos anos no Brasil, com base em estudos de oferta e demanda, além de análises técnico-econômicas e socioambientais;
- ii) Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE): tem como objetivo apresentar os projetos de gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGNs) previstos para construção e entrada em operação no país,

além dos projetos que podem vir a ser implementados nos próximos anos; e

iii) Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER): apresenta informações sobre possíveis terminais de GNL que poderão ser implementados no Brasil.

3.39. Inclui-se, ainda, nessa relação, o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT), que se trata de um estudo contínuo e bienal realizado pela EPE contendo informações georreferenciadas do setor de óleo e gás natural, indicando o potencial das bacias sedimentares e que servem de base para a definição de áreas prioritárias para o desenvolvimento e manutenção das atividades da indústria do petróleo e gás natural no território e na plataforma continental brasileira.

3.40. Para a elaboração de todos esses estudos, a EPE vale-se, entre outros, de informações fornecidas pelos agentes interessados tanto na produção quanto no consumo de gás natural. Assim, identificando potencial de mercado que justifique as infraestruturas, elas serão incorporadas nos estudos citados acima, a exemplo de um terminal de GNL em Itacoatiara/AM, estudado no PITER 2021, disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-620/PITER%202021.pdf>.

3.41. Importante destacar que, com a publicação do Decreto nº 12.153/2024, o planejamento setorial tornou-se determinativo. A EPE é responsável pela elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, que indicará as melhores alternativas, analisadas de forma sistemática, consideradas as instalações apresentadas nos estudos sobre a expansão das infraestruturas do setor de gás natural, inclusive seus derivados, biometano e energéticos equivalentes, conforme dispõe os artigos 6º-A e 6º-B do Decreto nº 10.712/2021. Os projetos que constarem no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano serão, posteriormente, ofertados pela ANP aos investidores interessados, por meio de processo seletivo público, conforme art. 6º-F do Decreto nº 10.712/2021.

3.42. Oportuno ressaltar que os agentes da indústria do gás natural, quando forem partes interessadas nas infraestruturas objeto dos estudos, devem fornecer as informações solicitadas pela EPE, com base nas melhores estimativas disponíveis, ou, quando existentes, apresentar os dados técnicos, projetos ou estudos para análise e inclusão nos estudos de expansão das infraestruturas do setor.

3.43. Além disso, recomenda-se a participação de todos os agentes interessados, inclusive as concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, nos processos de chamada pública a serem realizados pela EPE, com vistas a estimar a demanda efetiva por serviços nas infraestruturas de todos os elos da cadeia do gás natural e identificar o potencial de oferta e de demanda de gás natural e de seus derivados, nos termos do art. 6º-E do Decreto nº 10.712/2021. A primeira chamada pública realizada pela EPE está prevista para ocorrer no segundo trimestre de 2025.

3.44. Em relação ao monopólio da prestação dos serviços locais de gás canalizado, por ser de competência estadual, não será objeto desta Nota Informativa. Não obstante, vale comentar que o GT-GE, já citado anteriormente, no âmbito do Programa Gás para Empregar, teve o objetivo de apresentar propostas de medidas para aumentar a disponibilidade de gás natural nacional ao mercado, promovendo a concorrência para redução do preço do energético. A maior disponibilidade de gás natural a preços competitivos promoverá o desenvolvimento econômico dos estados, especialmente da indústria consumidora de gás natural, gerando emprego, renda e receita tributária. O Decreto nº 12.153/2024, resultado das propostas do GT-GE, prevê, por exemplo, a adoção da tarifa de transporte postal, para redução de distorções de preços entre as diversas regiões do país.

3.45. Além disso, está em andamento a articulação entre a União e os Estados para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre, nos termos estabelecidos pelo art. 45 da Lei do Gás. Por ser uma indústria de rede, as regulações federal e estaduais devem ser harmônicas, para viabilizar o adequado funcionamento do setor. Não só isso, as regulações devem ser uniformes, de tal forma que o mercado de gás natural se desenvolva nacionalmente, promovendo condições para levar o gás natural a preços competitivos para qualquer estado.

3.46. Reforça-se também a integração do gás natural à estratégia nacional de transição energética. Pelas suas características de menor emissão de gases de efeito estufa entre os combustíveis fósseis, o gás natural pode descarbonizar vários setores industriais e de transporte, inclusive de carga pesada. A sinergia com o biometano é relevante para aumentar o uso do gás natural na transição energética, o que justifica a incorporação do biometano no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. Isso permite a ampliação da oferta de gás natural e expansão do mercado de consumo, inclusive para regiões mais afastadas dos polos produtores de petróleo e gás natural. O biometano pode ser obtido tanto a partir de resíduos orgânicos de aterros sanitários, em centros urbanos, ou de resíduos orgânicos agrossilvopastoris, abundantes na área rural.

ESCLARECIMENTOS AO ITEM 4

4) O Amazonas é o principal produtor de gás continental do Brasil e esse gás está presente em duas sub-bacias, Alto Amazonas (região de Urucu) e Médio Amazonas (região de Silves), que distam aproximadamente 900 km entre si. O gás de Urucu segue subaproveitado (parte é queimada e parte é reinjetada em furos não produtores) e o gasoduto Coari-Manaus tem sua capacidade ociosa, transportando apenas 30% de sua capacidade. Sendo assim, existe algum plano ou projeto do MME para fomentar a produção e transporte de gás no Amazonas, o que poderia reduzir o preço exorbitante do gás que é vendido pela CONGÁS em Manaus (R\$ 9/m³ ou U\$ 1,50/m³, <https://www.comgas.com.br/minha-conta/tarifas>)?

3.47. Para esta questão, a Petrobras encaminhou a Nota Técnica SEI nº 1001319, de 19 de dezembro de 2024, para este Ministério, por meio do Ofício DPBR-2024-17656 (SEI nº 1001318), de 30 de dezembro de 2024. Reproduz-se abaixo trecho da referida Nota Técnica da Petrobras:

Cabe esclarecer que a distribuidora que atua na região de Manaus é a CIGÁS. A COMGAS atual na região de SP, portanto a referência de preço apresentada na pergunta não está relacionada ao preço praticado em Manaus.

Outro ponto que vale destaque é de que não há queima de gás nas instalações da Petrobras no Amazonas, que não seja devida estritamente à garantia de segurança operacional.

Assim, descontando-se o gás consumido para geração de energia e a queima de segurança, o restante pode ser disponibilizado ou reinjetado. Essa decisão depende de fatores técnicos e econômicos avaliados em cada projeto e aderente à estratégia de maximizar o valor do campo em questão, gerando, por consequência, a maximização do recolhimento de participações governamentais em benefício da sociedade. Todas estas alternativas para o desenvolvimento da produção de um campo passam por avaliação técnica da ANP.

Em relação à região Norte, por se tratar de uma região isolada, não conectada à malha de transporte de gás nacional, a disponibilização de gás depende de mercado com característica de consumo imediato para poder ser viabilizada, visto que o gás natural não é um produto que pode ser estocado facilmente fora dos reservatórios.

No caso do Estado do Amazonas, como a produção de gás é superior ao volume demandado para consumo pelo mercado de Manaus, se faz necessário que o gás excedente seja reinjetado.

Destarte, o volume de gás reinjetado se trata do excedente ao demandado atualmente pelo mercado consumidor de Manaus e está suscetível ao aproveitamento futuro. Ou seja, esse gás reinjetado poderá ser retirado do reservatório no futuro para atendimento ao mercado consumidor, caso este o demande.

No que diz respeito ao consumo em Manaus, é de total interesse da Petrobras que o gás produzido seja totalmente comercializado de modo a suportar os investimentos e a operação em Urucu. Tanto que, em 2024 a Petrobras prorrogou o prazo de vigência do contrato de fornecimento de gás para a CIGÁS, para atendimento ao mercado não termelétrico, de novembro de 2030 para dezembro de 2045, demonstrando seu interesse em aumentar o volume de venda do gás.

3.48. Sobre o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, a TAG, em observância à regulação da ANP, divulga o relatório de simulação termo-hidráulica, disponível em: https://media.ntag.com.br/uploads/2024/04/RL-9550.00-6520-940-TAG-007_R0-compactado-1.pdf. De acordo com informações nesse relatório, a capacidade física de entrada no gasoduto é de 7,685 MM m³/dia. Entretanto, devido a restrições do sistema, considera que não é possível injetar à máxima vazão, de forma que a capacidade máxima de injeção simulada é de 6,42 MM m³/dia. Além disso, o relatório utiliza a referência de Poder Calorífico Superior (PCS) de 8.318 kcal/m³, tendo em vista o PCS do gás de Urucu. Para uma referência de PCS de 9.400 kcal/m³, comumente adotado para a malha integrada de gasodutos, a vazão seria equivalente a 5,68 MM m³/dia. A TAG ainda ressalta "que a solicitação de capacidade adicional de entrada por parte do agente incumbente ou novo agente interessado, respeitada a capacidade técnica dos pontos e dos trechos do duto, podem ampliar a capacidade do Sistema Norte".

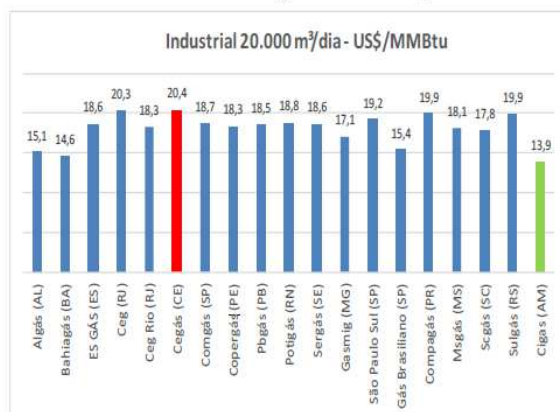
3.49. De acordo com as informações de volumes realizados dos contratos de serviço de transporte, divulgadas pela TAG em https://media.ntag.com.br/uploads/2024/12/Prog-Real_URUCU-MANAUS_01-2017_a_11-2024.xlsx (acesso em 7 de janeiro de 2025), com dados até novembro de 2024 e PCS de 9.400 kcal/m³, a média de 2024 é 4,49 MM m³/dia, com picos atingindo 6,0 MM m³/dia esporadicamente, ou mesmo 7,19 MM m³/dia no dia 25 de fevereiro de 2024 (embora, neste caso, no dia anterior, o volume havia sido de 2,42 MM m³, enquanto a saída foi mantida nos volumes médios, o que pode indicar reposição do estoque de gás no gasoduto). Dessa forma, verifica-se que há ociosidade no gasoduto, mas há momentos em que a capacidade técnica é atingida. Considerando isso, a TAG conclui que não há capacidade disponível no gasoduto Urucu-Coari-Manaus para novas contratações de serviço de transporte firme.

3.50. Não obstante, no processo de elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano pela EPE, já comentado anteriormente, é possível a participação dos agentes interessados nas chamadas públicas que visam estimar a demanda efetiva por serviços nas infraestruturas de todos os elos da cadeia do gás natural e identificar o potencial de oferta e de demanda de gás natural e de seus derivados. A partir das informações dos agentes interessados, poderá ser avaliada a construção ou ampliação das infraestruturas de movimentação de gás natural na região. Conforme a Petrobras manifestou, haveria a possibilidade de aumento da oferta de gás natural de Urucu para atender novas demandas, se existirem. Vale destacar que a capacidade de processamento de gás natural do Polo Urucu é de 12,2 MM m³/dia, conforme dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024 elaborado pela ANP e disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>. A primeira chamada pública a ser realizada pela EPE, como já comentado, está prevista para ocorrer no segundo trimestre de 2025.

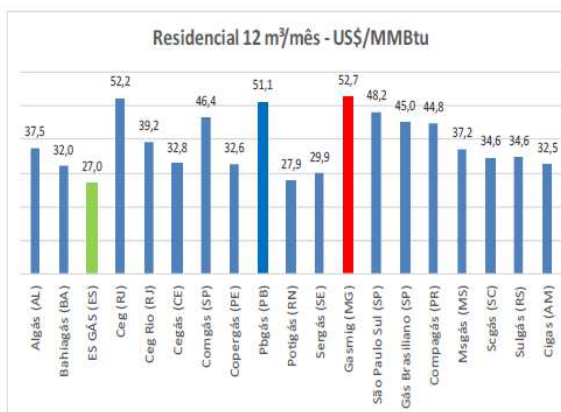
3.51. Em relação à tarifa de transporte, o desafio de implantação de infraestruturas em regiões com sensibilidade ambiental, como a Amazônia, geram custos que podem reduzir a competitividade do gás natural. Entretanto, oportuno destacar novamente o Decreto nº 12.153/2024, resultado das propostas do já comentado GT-GE, que estabeleceu a possibilidade de adoção da modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País, conforme o § 6º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021. A adoção da modalidade postal abrangendo todos os sistemas de transporte de gás natural permitirá a redução do impacto de eventuais custos das infraestruturas decorrentes de questões específicas regionais em um único sistema, como o gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

3.52. A Petrobras praticava a tarifa postal nos seus contatos de compra e venda de gás natural, o que pode ser observado nos preços de gás natural no estado do Amazonas. Ressalvando que a concessionária dos serviços locais de gás canalizado do estado do Amazonas é a Cigás, e não a Comgás, vale considerar o comparativo de tarifas apresentada no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, já mencionado anteriormente. Reproduz-se abaixo o comparativo da edição nº 209, referente a julho de 2024, com os preços convertidos para US\$/MMBtu:

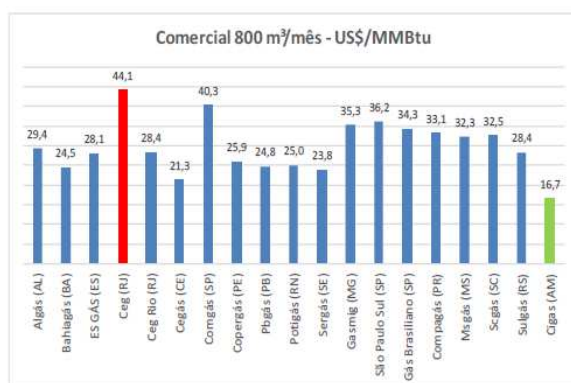
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento industrial de consumo igual a 20.000 m³ por dia.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento residencial, considerando o consumo igual a 12 m³ por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento comercial, considerando o consumo igual a 800 m³ por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural para o segmento automotivo. Esse preço refere-se à comercialização de gás natural entre distribuidoras e postos.

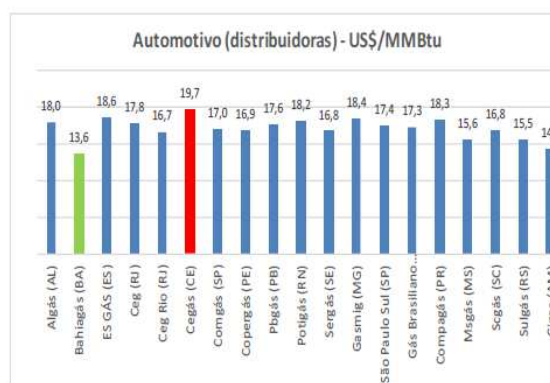


Figura 1 - Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 209 - julho de 2024

3.53. De acordo com esse comparativo, a Cigás tem os menores preços no segmento industrial para o consumo de 20.000 m³/dia e no segmento comercial para o consumo de 800 m³/mês. No segmento automotivo, a Cigás tem o segundo menor preço entre as concessionárias dos serviços locais de gás canalizado do país.

3.54. Apesar de esses segmentos apresentarem os menores preços, vale destacar que a maior parte do volume comercializado de gás pela Cigás é dos segmentos termelétrico e de autogeração/liquefação. De acordo com o Relatório Administrativo e de Sustentabilidade 2023 da Cigás, disponível em https://www.cigas-am.com.br/_files/ugd/82de1a_7c26d824ac6b4ae1a47032ff053753b2.pdf, o volume médio diário de comercialização de gás natural foi de 5,17 MM m³/dia em 2023. O segmento termelétrico registrou média diária de 4,4 MM m³/dia, correspondendo a 84,5% do volume total comercializado. Já o segmento de autogeração/liquefação foi o segundo maior em volume consumido de gás natural, com a média de 594 mil m³/dia, cerca de 11,5% do volume total. Nesses dois segmentos, de acordo com as informações disponíveis, embora possam existir consumidores livres, a Cigás comumente atua como intermediária de comercialização, comprando gás do supridor e revendendo para o consumidor livre, mesmo que eles sejam do mesmo grupo econômico.

3.55. Ainda de acordo com o Relatório Administrativo e de Sustentabilidade 2023 da Cigás, os demais segmentos tiveram os seguintes volumes médios em 2023: industrial - 172,2 mil m³/dia, veicular - 25,5 mil m³/dia, comercial - 5,6 mil m³/dia e residencial - 2,9 mil m³/dia.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

3.56. Esta Nota Informativa teve o objetivo de apresentar os esclarecimentos para os itens 2, 3 e 4 do RIC nº 4593/2024, no âmbito das competências deste Departamento.

3.57. Em que pese a justificação do RIC nº 4593/2024 ter como foco o elo da prestação dos serviços locais de gás canalizado, de competência do estado do Amazonas, realizado pela sua concessionária estadual Cigás, os esclarecimentos aqui apresentados referem-se ao âmbito de competência federal e, no que cabe, as interações com as regulações estaduais.

3.58. O estado do Amazonas tem um potencial elevado de produção de petróleo e gás natural em terra, mas enfrenta diversos desafios, entre eles os de licenciamento ambiental. Isso pode reduzir a competitividade do gás natural, ou mesmo impedir o melhor aproveitamento social e econômico dos recursos naturais, principalmente em regiões com maior sensibilidade ambiental, como a Amazônia. Não obstante, o MME, por meio das medidas propostas pelo GT-GE, no âmbito do Programa Gás para Empregar, tem envidado esforços para aumentar a disponibilidade de gás natural nacional para os setores produtivos e melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural em todas as regiões do país.

3.59. De modo geral, as medidas implantadas, especialmente por meio do Decreto nº 12.153/2024, que aperfeiçoou a regulamentação da Lei do Gás, na forma de alterações ao Decreto nº 10.712/2021, promovem a remuneração justa e adequada dos investimentos em infraestrutura, estabelecem o planejamento nacional integrado das infraestruturas do setor, dão os comandos para a atuação da ANP na proteção dos interesses dos consumidores quanto ao preço e à oferta dos produtos, reduzem as distorções de preços entre

regiões do país e instituem rotina de monitoramento permanente da continuidade e da segurança do abastecimento, por meio do CMSGN. Além disso, a transparência das informações e a participação social, principalmente no planejamento setorial, permitem reduzir assimetrias de informações, promover preços mais competitivos do gás natural e dar segurança aos investimentos não só deste setor, mas também daqueles que dependem desse energético, em especial o de fertilizantes nitrogenados, petroquímica, siderúrgica, de cerâmica e de vidros.

3.60. Está ainda em andamento a articulação entre a União e os Estados, conduzida pelo MME, para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre, conforme previsto na Lei do Gás. Isso permitirá o desenvolvimento da indústria do gás natural naqueles estados com maior harmonia entre as regulações, atraindo investimentos nos setores produtivos que dependem de gás natural competitivo, gerando emprego e renda, além de aumento na arrecadação tributária.

3.61. O Programa Gás para Empregar tem também foco na transição energética, visto que o gás natural tem o potencial de descarbonizar setores industriais e de transporte, inclusive de carga pesada. O biometano é integrado no planejamento setorial, de modo que sua sinergia com o gás natural contribua ainda mais para a transição energética, ampliando a oferta e expandindo o mercado.

3.62. O Ministério de Minas e Energia está empenhado em trazer mais oferta, mais competição, redução dos impactos das infraestruturas, que se traduz em menor preço do energético aos consumidores, aliado à devida remuneração dos investimentos aos investidores, cujos temas necessitam de regulação e acompanhamento constante pela ANP.

3.63. Pelo exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Informativa em resposta ao RIC nº 4593/2024, juntamente com os documentos complementares indicados abaixo como anexo.

Anexos:

- Ofício DPBR-2024-17656 (SEI nº 1001318), da Petrobras;
- Nota Técnica SEI nº 1001319, da Petrobras.

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Marcello Gomes Weydt, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 09/01/2025, às 21:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Massaharu Matsumoto, Coordenador(a)-Geral de Infraestrutura**, em 09/01/2025, às 21:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1003836** e o código CRC **25CA5995**.

NOTA TÉCNICA

ASSUNTO: Resposta ao item 4 do Requerimento de Informação nº 4.593/2024, da Câmara dos Deputados Federal

Referência: Ofício 1ªSec/RI/E/nº 486 - Requerimento de Informação nº 4.593/2024

Data: 19 de dezembro de 2024

Em resposta ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 486 - Requerimento de Informação nº 4.593/2024 em referência, a Petrobras apresenta as seguintes contribuições e esclarecimentos:

De modo a contribuir com o contexto da resposta do item 4 do Requerimento de Informação em referência, cumpre, primeiramente, esclarecer alguns pontos:

Cabe esclarecer que a distribuidora que atua na região de Manaus é a CIGÁS. A COMGAS atual na região de SP, portanto a referência de preço apresentada na pergunta não está relacionada ao preço praticado em Manaus.

Outro ponto que vale destaque é de que não há queima de gás nas instalações da Petrobras no Amazonas, que não seja devida estritamente à garantia de segurança operacional.

Assim, descontando-se o gás consumido para geração de energia e a queima de segurança, o restante pode ser disponibilizado ou reinjetado. Essa decisão depende de fatores técnicos e econômicos avaliados em cada projeto e aderente à estratégia de maximizar o valor do campo em questão, gerando, por consequência, a maximização do recolhimento de participações governamentais em benefício da sociedade. Todas estas alternativas para o desenvolvimento da produção de um campo passam por avaliação técnica da ANP.

Em relação à região Norte, por se tratar de uma região isolada, não conectada à malha de transporte de gás nacional, a disponibilização de gás depende de mercado com característica de consumo imediato para poder ser viabilizada, visto que o gás natural não é um produto que pode ser estocado facilmente fora dos reservatórios.

No caso do Estado do Amazonas, como a produção de gás é superior ao volume demandado para consumo pelo mercado de Manaus, se faz necessário que o gás excedente seja reinjetado.

Destarte, o volume de gás reinjetado se trata do excedente ao demandado atualmente pelo mercado consumidor de Manaus e está suscetível ao aproveitamento futuro. Ou seja, esse gás reinjetado poderá ser retirado do reservatório no futuro para atendimento ao mercado consumidor, caso este o demande.

No que diz respeito ao consumo em Manaus, é de total interesse da Petrobras que o gás produzido seja totalmente comercializado de modo a suportar os investimentos e a operação em Urucu. Tanto que, em 2024 a Petrobras prorrogou o prazo de vigência do contrato de fornecimento de gás para a CIGÁS, para atendimento ao mercado não termelétrico, de novembro de 2030 para dezembro de 2045, demonstrando seu interesse em aumentar o volume de venda do gás.

Sob todos esses aspectos, no que cabe à Petrobras, há total interesse em disponibilizar maior volume de gás ao mercado, desde que haja demanda para consumi-lo e a operação para sua disponibilização seja rentável para Companhia.

Em relação à classificação da informação dessa nota técnica, a Petrobras a considera como pública.

Luiz Filipe Monteiro de Almeida
TAR/PC



Documento assinado digitalmente

LUIZ FILIPE MONTEIRO DE ALMEIDA

Data: 27/12/2024 15:09:16-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001616/2024-25

Assunto: Requerimento de Informação nº 4.593/2024.

Interessados: ASPAR

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos,

Faço referência ao Despacho ASPAR (SEI 0998249), o qual trata do Ofício 1ªSec/RI/E/nº 486 (SEI 0998130), da Câmara dos Deputados, que, por sua vez, envia o Requerimento de Informação (RIC) nº 4593/2024 (SEI 0998131), de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL/AM).

Em atendimento, encaminho a Nota Informativa nº 3/2025/DGN/SNPGB (SEI 1003836) com os esclarecimentos acerca dos itens do RIC nº 4593/2024 que têm relação com as competências desta Secretaria Nacional, mais especificamente os **itens 2, 3 e 4**. A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) encaminhou também seus esclarecimentos para o item 4, por meio do Ofício DPBR-2024-17656 (SEI 1001318) e da Nota Técnica Petrobras (SEI 1001319), os quais foram considerados na Nota Informativa nº 3/2025/DGN/SNPGB, já referenciada.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)
RENATO CABRAL DIAS DUTRA

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis substituto



Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto**, em 10/01/2025, às 14:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1004444** e o código CRC **B339EB37**.

OFÍCIO Nº 142/2024-AID/ANEEL

Brasília, 30 de dezembro de 2024.

Ao Senhor
Raphael Ehlers dos Santos
Chefe da Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília – DF

Ref.: Processo nº 48300.001616/2024-25

Assunto: Ofício nº 272/2024/ASPAR/GM-MME - Requerimento de Informação – RIC n.º 4.593/2024.

Senhor Chefe da Assessoria,

1. Reportamo-nos ao ofício em epígrafe, por meio do qual esse Ministério encaminha o Ofício 1ªSec/RI/E/nº 486 (SEI nº 0998130), de 19 de dezembro de 2024, com Requerimento de Informação n.º 4.593/2024, de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL/AM), que solicita informações sobre regulação e transparência no setor.

2. Conforme os termos do Requerimento, os questionamentos foram formulados da seguinte maneira:

- 1- Uma alarmante cobrança de R\$ 50 bilhões contra a Amazonas Energia poderá ser validada e repassada diretamente ao consumidor final. Existe algum mecanismo existente do poder público para proteção do consumidor?
- 2- Atualmente, quais ações de supervisão rigorosa e transparência no setor energético estão em andamento?
- 3- Monopólio mantido por décadas criou um ambiente hostil à inovação e ao desenvolvimento econômico no Amazonas. Sendo assim, o que tem sido feito na área da competitividade, inovação e políticas públicas que garantam tarifas justas e acesso ao gás natural como vetor de crescimento econômico para todos?
- 4- O Amazonas é o principal produtor de gás continental do Brasil e esse gás está presente em duas sub-bacias, Alto Amazonas (região de Urucu) e Médio Amazonas (região de Sílvies), que distam aproximadamente 900 km entre si. O gás de Urucu segue subaproveitado (parte é queimada e parte é reinjetada em furos não produtores) e o gasoduto Coari-Manaus tem sua capacidade ociosa, transportando apenas 30% de sua capacidade. Sendo assim, existe algum plano ou projeto do MME para fomentar a produção e transporte de gás no Amazonas, o que poderia reduzir o preço exorbitante do gás que é vendido pela CONGÁS em Manaus (R\$ 9/m³ ou U\$ 1,50/m³, <https://www.comgas.com.br/minha-conta/tarifas>)? Nos EUA o preço é de U\$ 3,28 para mil pés cúbicos o que equivale a U\$ 0,1148 por metro cúbico,

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600

P. 2 do OFÍCIO Nº 142/2024 – AID/ANEEL, de 27/12/2024.

ou seja, R\$ 0,6888 por metro cúbico. O preço praticado em Manaus é 13 vezes maior (1.300%) que o preço nos EUA (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3035us3m.htm>).

3. Sobre as questões suscitadas, com relação ao item 1, esclarecemos que não há na ANEEL processo administrativo em andamento que envolva o repasse de R\$ 50 bilhões para os consumidores finais do estado. Seria importante que fossem apresentados maiores detalhes do referido litígio para que esta Agência pudesse apresentar elementos adicionais.

4. A título de informação, recentemente, a Medida Provisória nº 1.232, de 2024, atribuiu à ANEEL a competência de deliberar sobre os planos de transferência do controle societário da Amazonas Energia e sobre as condições pactuadas quanto à renegociação da dívida por parte dos credores mais representativos, em processo administrativo que assegurasse a transparência, com vistas à readequação do serviço prestado com o maior benefício ao consumidor.

5. Para tal, a Agência instruiu processo administrativo¹; emitiu a Nota Técnica nº 167/2024-STR-SFF-SCE/ANEEL, que analisa o único plano de transferência do controle societário recebido da Amazonas Energia; e decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 021/2024² para debater a matéria com toda a sociedade, oportunidade em que foram recebidas contribuições de 19 participantes, que foram devidamente analisadas pelas Superintendências por meio da Nota Técnica nº 188/2024-STR-SFF-SCE/ANEEL, de 24 de setembro de 2024.

6. Esse último opinativo técnico foi aprovado pela Diretoria desta Agência, conforme Despacho nº 2.952, de 1º de outubro de 2024, disponível no site da ANEEL, em conjunto com o Voto condutor da decisão³. Esta, levaria à necessidade de aporte de capital de R\$ 10,05 bilhões por parte dos novos acionistas, com flexibilizações tarifárias a serem cobertas pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC até 2039 no valor de R\$ 8,04 bilhões.

7. Não obstante, houve judicialização da matéria. A Amazonas Energia ingressou com ação judicial para que a ANEEL aprovasse o que foi solicitado no plano de transferência

¹ Processo n.º 48500.000417/2019-86.

²

https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultaspublicas?p_auth=IK0q0Jex&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3877&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica

³ <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20242952.pdf>



P. 3 do OFÍCIO Nº 142/2024 – AID/ANEEL, de 27/12/2024.

submetido à aprovação da Agência⁴, pedido que foi deferido pela Juíza responsável pela análise do processo, conforme extrato da decisão a seguir transcrito (grifos nossos):

a) Determino à ANEEL promover a adoção das medidas necessárias à efetiva e concreta implementação das normas contidas na MP 1.232/2024 no que tange à assinatura dos CER, devendo ainda efetivar obrigação de fazer consistente em aprovar imediatamente o plano de transferência de controle societário na forma apresentada em 28/06/2024, no processo administrativo n. 48500.000417/2019-86, pela Autora em conjunto com a Futura Venture Capital Participações Ltda. e o Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura Milão de Responsabilidade Ilimitada, com a assinatura do termo aditivo ao Contrato de Concessão n. 01/2019-ANEEL, sob pena de medidas interventivas necessárias a concretização da decisão judicial (na condição de Impedimento de atividade omissiva nociva).

8. A decisão da Juíza foi objeto do Parecer de Força Executória nº 00015/2024/COORD REG/EFIN1/PGF/AGU por meio do qual a Advocacia Geral da União – AGU se posiciona pela necessidade de a Agência dar cumprimento à decisão judicial, o que foi reiterado na Nota nº 00040/2024/PFANEEL/PGF/AGU, por meio da qual a Procuradoria Federal junto à ANEEL se manifesta no sentido de que o Diretor-Geral deve editar o ato necessário ao cumprimento da decisão judicial, conforme trecho a seguir transcrito:

6. [...] entende-se que o Diretor-Geral da ANEEL – a quem compete, nos termos do artigo 16, inciso II, do Regimento Interno da Agência, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, representar a ANEEL, ativa e passivamente, em juízo e fora dele – deve editar ato no sentido de conferir cumprimento à decisão judicial aqui referida, nos termos do Parecer de Força Executória, aprovando, em caráter *sub judice*, a transferência do controle societário da Amazonas Energia.

9. Em estrito cumprimento de decisão judicial, portanto, é publicado o Despacho nº 3.011⁵, que, conforme trecho a seguir transcrito, faz a aprovação do plano de transferência do controle societário em caráter *sub judice*.

DESPACHO Nº 3.011, DE 6 DE OUTUBRO DE 2024

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.000417/2019-86, a decisão judicial exarada no âmbito do Processo Judicial nº 1029198-63.2024.4.01.3200/SJAM, o disposto na Nota n. 00040/2024/PFANEEL/PGFAGU

DECIDE:

(i) aprovar, em caráter *sub judice*, o Plano de Transferência do Controle Societário da Amazonas Energia – CNPJ nº 02.341.467/0001-20, apresentado em 26 de setembro de 2024, com as complementações de 27 de setembro de 2024, que transfere o controle societário detido pela Oliveira Energia – CNPJ nº 04.210.423/0001-97 que passará a ser detido pela FUTURA VENTURE CAPITAL PARTICIPAÇÕES LTDA. – CNPJ nº 24.935.666/0001-08 e o FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES INFRAESTRUTURA MILÃO DE RESPONSABILIDADE ILIMITADA – CNPJ 15.254.448/0001-09; (ii) anuir previamente, em caráter *sub judice*, à transferência de controle societário de que trata o item “I”; e (iii) aprovar, em caráter *sub judice*, a minuta do segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/2019.

⁴ Processo Judicial 1029198-63.2024.4.01.3200, ajuizado na 1ª Vara Federal Cível da SJAM.

⁵ <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20243011.pdf>



P. 4 do OFÍCIO Nº 142/2024 – AID/ANEEL, de 27/12/2024.

10. Ainda com relação a temas tratados pela Medida Provisória n. 1.232, de 2024, houve a previsão de conversão dos contratos de compra de energia em Contratos de Energia de Reserva – CER. Sobre o tema, também houve judicialização e, em estrito cumprimento de decisão judicial⁶ e de acordo com o Ofício nº 0179/2024/PFANEEL/PGF/AGU, que encaminha o Parecer de Força Executória da Advocacia Geral da União – AGU, foi determinada pela Justiça Federal a assinatura dos atos necessários à conversão dos contratos originais em CER.

11. Nesse sentido, assim como ocorreu na transferência de controle societário da Amazonas Energia, a conversão dos contratos de compra de energia em contratos de energia de reserva é feita em caráter *sub judice*, em cumprimento de decisão tomada pela Justiça Federal e não em razão de decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL, conforme trecho a seguir transcrito do Despacho nº 3.025, de 2024⁷:

(i) aprovar, em caráter sub judice, as minutas de Contratos de Energia de Reserva - CERs para a conversão dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica CCVEE nº 001/2018, nº 002/2018, nº 003/2018, nº 004/2018 e nº 005/2018, lastreados nas UTEs Jaraqui, Tambaqui, Cristiano Rocha, Manauara e Ponta Negra, em Contratos de Energia de Reserva – CER, em conformidade com a Medida Provisória nº 1.232, de 12/06/2024, dispostas nos Anexos II e III da Nota Técnica nº 167/2024–SGM-SFF/ANEEL [...]

12. Cumpre por fim esclarecer que a Advocacia Geral da União está recorrendo contra a referida decisão, debate que se encontra atualmente no âmbito do Tribunal Regional Federal da 1ª Região e, na hipótese de a decisão ser revertida, se tornará sem eficácia o Despacho nº 3.025 e os atos praticados em sua vigência.

13. Nos questionamentos 2, 3 e 4, mencionados na justificativa do Requerimento de Informação, o Parlamentar aborda o setor de distribuição de gás natural no estado do Amazonas, tema que não se enquadra na competência da ANEEL.

⁶ Processo Judicial nº 1029198-63.2024.4.01.3200/SJAM:

Tendo em vista alegação persistente de ocorrência de descumprimento, bem como a inexistência de efeito suspensivo a todas as decisões anteriores, deve a requerida, por seu Diretor Geral, comprovar nos autos no prazo máximo de 24h o cumprimento da decisão judicial nos seguintes termos:

- 1. Aprovação do plano de transferência de controle acionário apresentado pela Requerente (plano apresentado em 26/09/2024 e devidamente aprovado na votação de 27.9.2024, que fez recair sobre o voto do diretor presidente o poder de minerva, também conhecido como voto de qualidade).*
- 2. O mesmo Diretor Presidente deve ser intimado com urgência a dar imediato cumprimento à decisão nos termos acima, de forma monocrática, assinando os instrumentos pertinentes, providenciando também a conversão dos contratos originais em CER*

⁷ <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20243025.pdf>





P. 5 do OFÍCIO Nº 142/2024 – AID/ANEEL, de 27/12/2024.

14. Sem mais para o momento, permanecemos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600

Brasília, 30 de Dezembro de 2024

RINST/RPPF/LEGIS

DPBR-2024-17656

Ao Senhor
Raphael Ehlers dos Santos
Chefe da Assessoria Parlamentar
Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios - Bloco U
CEP: 70.065-900 - Brasília - DF

Assunto: Requerimento de Informação RIC nº 4593/2024

Referência: Ofício nº 273/2024/ASPAR/GM-MME- Processo: 48300001616/2024-25

Fazemos referência ao Ofício 1a. Sec/RI/E/no. 486 (SEI 0998130), Câmara dos Deputados, o qual encaminha o Requerimento de Informação RIC nº 4593/2024, de autoria do Deputado Federal Capitão Alberto Neto (PL/AM).

Acerca das informações solicitadas no requerimento em referência que trata “informações sobre como a falta de regulação e transparência no setor pode penalizar milhões de consumidores e comprometer o futuro da economia regional”, elaborada pela Diretoria da Área de Exploração e Produção.

Aproveitamos a oportunidade para manifestar nosso apreço e consideração.

Atenciosamente,

Documento assinado digitalmente
 **ROCHELLE RAMOS HOLANDA**
Data: 30/12/2024 14:15:14-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Rochelle Ramos Holanda

Gerente Setorial de RELACIONAMENTO COM O PODER LEGISLATIVO FEDERAL

Anexo(s):	NT_-_Gas_AM_-_Req_Inf_nBA_4.5932024assinado.pdf
-----------	---