

**Contribuição ao Processo de Consulta Pública ANP -
02/2023 relativo ao Relatório Preliminar de Análise de
Impacto Regulatório (Especificação dos hidrocarbonetos
do gás natural)**

Complementação dos documentos ERM 0376607, 0419589 - Efeitos da Variação da Composição do gás natural e impactos sobre os usuários e documento ERM 0472837 AS03.01 - Especificação Técnica de Gás Natural no Brasil

Abiquim

Referência: 0685124

ABIQUIM

Contribuição ao Processo de
Consulta Pública ANP –
02/2023 relativo ao
Relatório Preliminar de
Análise de Impacto
Regulatório (Especificação
dos hidrocarbonetos do gás
natural)

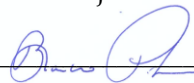
maio, 2023

Referência: 0685124

Verificado por: Bráulio Pikman

Coordenadora do Projeto

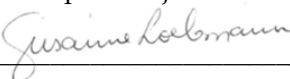
Assinatura: _____



Autorizado por: Susanne Loebmann

Sócia Responsável pelo Projeto

Assinatura: _____



Susanne Loebmann
Partner
ERM Brasil

Environmental Resources Management
Av. Eng. Luis Carlos Berrini, 105
Sala 171 – Thera Corporate
Cidade Monções – São Paulo – SP – Brasil
(11) 5095-7900
www.erm.com

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
CONSULTA PÚBLICA ANP – 02/2023	6
I. ASSIMETRIA DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS RELACIONADAS PARA ANÁLISE E MANUTENÇÃO DOS CENÁRIOS DE ESCASSEZ DE GÁS FRENTE A POSSÍVEL FUTURA EXPANSÃO DA DEMANDA	7
II. ANÁLISE RELACIONADA A ELASTICIDADE DA ALTERNATIVA DE ELIMINAÇÃO DE LIMITES PARA HIDROCARBONETOS (OPÇÃO C. PÁGINA 50 DO AIR)	8
III. POSSÍVEIS IMPACTOS DAS OPÇÕES B. E C. NAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E NO INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES DESTES GASES	10
IV. POSSÍVEIS IMPACTOS DAS OPÇÕES B. E C. EM BAIXAS CONCENTRAÇÕES DE METANO (ABAIXO DE 85%) SOBRE CONSUMIDORES USUÁRIOS DE GÁS NATURAL (METANO) COMO MATÉRIA PRIMA PARA PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES E OUTROS PRODUTOS QUÍMICOS	14
V. POSSÍVEIS IMPACTOS NA COMBUSTÃO DO GÁS PARA USUÁRIOS DE TODOS SETORES DA ECONOMIA	16
VI. NECESSIDADE DE ESTABELECIMENTO E INCORPORAÇÃO DE CRITÉRIOS PARA AUTORIZAÇÃO DE VARIAÇÃO MATERIAL NA COMPOSIÇÃO DO GÁS POR PARTE DOS PRODUTORES DENTRO DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO	17
VII. IMPACTOS FINANCEIROS DAS DIFERENTES OPÇÕES REGULATÓRIAS	18

ACRÔNIMOS

ANP	Agência Nacional de Petróleo
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
C2+	Hidrocarbonetos não metano
CO	Monóxido de Carbono
GEE	Gases de Efeito Estufa
NO _x	Óxidos de Nitrogênio

“...people are capable of amazing things when we set about doing something. If we make the policy changes required, we can make substantial progress towards protecting the environment – and we can do it without giving up the chance to sustain growth.”

Paul Romer – 2018 Nobel Prize in economy

INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural tem passado por mudanças relacionadas às questões de mercado, segurança, meio ambiente, uso eficiente e disponibilidade de produto com diferentes origens. Tais mudanças influenciam diversos aspectos relacionados ao uso do gás e entre eles as suas especificações.

Embora pouco comentada em publicações internacionais, a especificação de gás natural (e conseqüentemente os limites para a sua composição) podem ter impacto direto sobre a eficiência de seu aproveitamento como combustível ou matéria-prima, e sobre as emissões de poluentes e gases de efeito estufa advindas da sua utilização como combustível. A assertiva de que o gás natural promoverá maior eficiência nas cadeias de valor com redução de emissões, se implementado em larga escala, será verdadeira se vier acompanhada de correspondente arcabouço regulatório com normas que tornem o seu uso competitivo através de toda a cadeia de valor.

A flexibilização da composição do gás ora pleiteada pelos produtores e importadores operando no mercado brasileiro impõe investimentos significativos aos usuários e resolve apenas de forma limitada a questão da expansão da oferta que está afetada por novas alternativas de fornecimento de gás recentemente divulgadas (ou seja, a oferta de gás pode estar garantida mesmo sem mudanças na especificação¹). A manutenção de uma especificação que favorece a maior presença de metano direciona os investimentos, que em boa parte já foram feitos, para o lado da produção do gás e alinha-se com decisões internacionais relacionadas à produção a partir de gás de folhelo nos Estados Unidos (e proximamente na Argentina) e mantém o mercado seguro acerca da qualidade do próprio gás e da capacidade (deste mercado) de atender a requisitos de conformidade legal relacionados competitividade e ao meio ambiente. Este é um elemento fundamental para continuidade do crescimento do uso do gás natural no Brasil. Não se pode ignorar o investimento que já foi feito de forma capilarizada pelo lado da demanda para se alinhar com a qualidade do gás ofertado nestes últimos 17 anos (gás com teor de metano de mais de 90% e etano entre 4% e 6%).

Além dos aspectos financeiros, ressaltam-se ainda questões relacionadas ao meio ambiente e à segurança de processos, pois a variabilidade na composição do gás também afeta a vida útil e o funcionamento dos equipamentos.

O desafio de encontrar o ponto de equilíbrio depende de uma profunda análise regulatória como a que está em curso, que deve ser conduzida considerando-se questões conjunturais (com suas recentes mudanças), questões estruturais e tendências de mercado de longo prazo. Com a depressão dos preços do petróleo, do gás e de seus derivados em anos

¹ <https://oglobo.globo.com/economia/negocios/noticia/2023/05/com-investimento-de-us-9-bi-megacampo-de-gas-vai-produzir-15percent-da-demanda-diz-presidente-da-equinor.ghtml>

recentes, a opção natural para os produtores foi pela presença de maiores quantidades dos hidrocarbonetos C2+ no gás natural. Esta tendência já está em reversão e será provavelmente seguida novamente pela tendência de metanização do gás natural (presente em quase todo o mundo até 2010 e retornando agora), maximizando a eficiência de utilização com menor investimento da sociedade como um todo, e contribuindo para manutenção de metas ambientais tanto para poluentes atmosféricos quanto para gases de efeito estufa. Alguns exemplos mais recentes de regulação mostram que existe uma tendência de reação dos reguladores ao interesse conjuntural dos produtores citado acima, com definição de limites para hidrocarbonetos da especificação (no sentido de manter elevados teores de metano). Exemplos apresentados pela ERM em seu relatório ERM 0472837 sobre regulação orientada por estas conjunturas não foram citados pelo relatório preliminar do AIR. A decisão do Federal Energy Regulatory Commission – FERC dos Estados Unidos relativa ao Texas Eastern Gas Pipeline ainda permanece em vigor² e indica que há limites a serem impostos para o gás natural distribuído em boa parte dos Estados Unidos. Também permanece em vigor a especificação do México³ que trabalha com limites similares à especificação brasileira e ainda introduz um novo parâmetro relacionado a velocidade da variação da composição.

Do ponto de vista ambiental, as ações do governo Brasileiro em relação a setores consumidores de combustíveis (por exemplo o programa RenovaBio) indicam a intenção de estimular a produção de biocombustíveis, objetivando dinamizar a economia e a redução de emissões de gases de efeito estufa. A mudança na especificação conforme proposto pela alternativa C apresentada na AIR pode destruir este esforço (conforme descrito no relatório ERM 0472837). A definição de parâmetros de qualidade e maximização de metano no gás natural é a solução que minimiza emissões e maximiza eficiência da frota existente de equipamentos consumidores, permitindo ao setor seguir atendendo às metas de emissões de poluentes e de gases de efeito estufa em diversas esferas (municipal, estadual e nacional).

Conforme demonstrado no relatório ERM 0472837, a mudança da especificação do gás natural pode, entre outros prejuízos, neutralizar os benefícios promovidos pelo RenovaBio no que diz respeito às mudanças climáticas, contabilizando emissões adicionais acumuladas de até 24 MtCO₂ em um período de 5 anos contra emissões evitadas pelo RenovaBio (no mesmo período) de 12 MtCO₂. Este seria o tamanho do problema em um cenário com gás fornecido nos limites da especificação proposta na alternativa C do AIR. Para que se tenha uma ideia, as emissões anuais líquidas de países como a Noruega foram de 30 MtCO₂ em 2016⁴. Portanto, num período de 5 anos, o aumento cumulativo de emissões de GEE devido à mudança de composição para o gás nos limites da proposta dos produtores (alternativa C. do AIR)

² Texas Eastern Transmission, LP Part 6 - General Terms and Conditions FERC Gas Tariff; Eighth Revised Volume No. 1 Version 5.0.0; 5. Quality of Gas

³ <https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm>

⁴ <https://unfccc.int/process/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2018>

alcançaria valores um pouco abaixo das emissões anuais de um país europeu com 5,2 milhões de habitantes.

CONSULTA PÚBLICA ANP – 02/2023

Como contribuição ao processo de consulta pública ANP – 02/2023 relativo ao Relatório Preliminar de Análise de Impacto Regulatório (Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural), a ERM reconhece a qualidade e alcance do material preparado pela ANP, e identifica alguns pontos de melhoria (não de forma exaustiva) que poderão ser sugeridos pelas entidades representativas de setores consumidores e transportadores (e outros intermediários) para o referido processo. A seguir, apresenta relação sumária de contribuições ao processo de análise sobre os seguintes tópicos:

- I. Assimetria das opções regulatórias relacionadas para análise e manutenção dos cenários de escassez de gás frente a possível futura expansão da demanda;
- II. Análise relacionada à elasticidade da alternativa de eliminação de limites para hidrocarbonetos (opção c. Página 50 do AIR);
- III. Possíveis impactos das opções b. e c. do AIR nas emissões de gases de efeito estufa e no inventário nacional de emissões destes gases;
- IV. Possíveis impactos das opções b. e c. do AIR em baixas concentrações de metano (abaixo de 85%) sobre consumidores usuários de gás natural (metano) como matéria-prima para produção de fertilizantes e outros produtos químicos;
- V. Possíveis impactos na combustão do gás para usuários de todos setores da economia;
- VI. Necessidade de estabelecimento e incorporação de critérios para autorização de variação material na composição do gás por parte dos produtores dentro do arcabouço regulatório.

O Relatório Preliminar de Análise de Impacto Regulatório ora sob consulta pública vislumbra 3 opções regulatórias para a revisão da Resolução ANP nº16, de 2008 (além de outras revisões não abordadas no AIR).

As opções regulatórias oferecidas na AIR desconsideram proposta elaborada pela Abiquim no sentido de restrição adicional à qualidade do gás.

Por outro lado, a alternativa c) do AIR (proposta dos produtores) permite elasticidade da composição do gás que vai além dos valores indicados pelos produtores e estimados no AIR a título de exemplo (85% metano e 15% etano)⁵.

Nas seções seguintes detalhamos comentários acerca de cada um dos 6 pontos listados acima e indicamos sugestões para encaminhamento durante o seguimento do processo de Análise de Impacto regulatório.

⁵ Seção II.5. Impacto do gás natural sobre o meio ambiente, AIR página 44

I. ASSIMETRIA DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS RELACIONADAS PARA ANÁLISE E MANUTENÇÃO DOS CENÁRIOS DE ESCASSEZ DE GÁS FRENTE A POSSÍVEL FUTURA EXPANSÃO DA DEMANDA

O Relatório Preliminar de Análise de Impacto Regulatório (Especificação dos hidrocarbonetos do gás natural) vislumbra 3 opções regulatórias para a revisão da Resolução ANP nº16, de 2008 (além de outras revisões não abordadas no AIR):

- a) Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16 de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados);**
- b) Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16 de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados) e prever dispositivos possibilitando autorizações ou alterações dos limites dos hidrocarbonetos para casos específicos; e**
- c) Deixar de fixar os limites dos hidrocarbonetos da especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008.**

As opções regulatórias oferecidas no relatório de AIR desconsideram proposta elaborada pela Abiquim no sentido de restrição adicional a qualidade do gás (metano mínimo de 85% para 88% e etano máximo de 12% para 9%). O AIR (página 52) argumenta sobre a falta de viabilidade técnica da proposta em função da limitação de capacidade de produção de gás advinda desta alternativa mas não considera que o gás removido no processamento pode ser comercializado e utilizado como combustível ou matéria prima e ainda desconsidera outras opções, como, por exemplo, a existência de outras fontes de fornecimento de gás com capacidade e qualidade compatível para atendimento desta expansão de oferta desejada, como por exemplo, o GNL (já sendo importado), o biometano e a futura opção de gás de folhelo da Argentina, dentre outras.

A proposta da Abiquim (apoiada por diversas entidades setoriais) tem como objetivo aumentar desempenho energético e ambiental do produto gás natural processado e comercializado em território nacional como combustível e a sua qualidade como matéria-prima (notadamente metano). Também garante a separação de gás liquefeito de petróleo e etano que dispõem de mercados específicos que poderiam ter seus planos de crescimento e competitividade internacional afetados por mudanças na especificação.

Sugere-se que a opção oferecida pela ABIQUIM seja incorporada ao processo de análise com a discussão de custos e impactos de alternativas (como por exemplo, a atualização da infraestrutura da Unidade de Processamento de Gás Natural de Caraguatatuba associada ao aumento de produção por empresas atuando em território

nacional⁶, maior produção de biometano que também dispensa processamento na UPGN, etc.) como forma de suprir a suposta perda de capacidade advinda da necessidade de processamento adicional do gás nos volumes atualmente disponíveis. Tal análise deveria considerar novos dados relacionados a capacidade de produção de gás e novas fontes de fornecimento não avaliadas anteriormente indicando ou não a persistência das circunstâncias que levaram ao pleito pela mudança da especificação como forma de viabilizar o aumento da produção.

Além disso, sugere-se que a análise do impacto regulatório não deveria comprometer a qualidade do gás sem considerar as todas as questões derivadas com ênfase na ambiental, de segurança e de eficiência energética.

II. ANÁLISE RELACIONADA A ELASTICIDADE DA ALTERNATIVA DE ELIMINAÇÃO DE LIMITES PARA HIDROCARBONETOS (OPÇÃO C. PÁGINA 50 DO AIR)

Na alternativa C apresentada no AIR, considera-se a simples eliminação dos limites hoje impostos para o metano e outros hidrocarbonetos.

A Tabela 1 a seguir apresenta como ficaria a especificação caso fosse adotada esta alternativa. É importante mencionar que a alternativa B. do AIR pode se igualar à alternativa C. caso não sejam estabelecidos limites para excepcionalidades específicas.

O AIR apresenta em sua página 43 um comparativo entre gás boliviano, gás do pré-sal hipotético e GNL com uma composição específica.

⁶ <https://oglobo.globo.com/economia/negocios/noticia/2023/05/com-investimento-de-us-9-bi-megacampo-de-gas-vai-produzir-15percent-da-demanda-diz-presidente-da-equinor.ghtml>

As emissões de metano são decorrentes tanto de fontes naturais quanto antropogênicas. Das fontes antropogênicas emissoras, pode-se citar: extração, produção e distribuição de combustíveis fósseis; atividades agrossilvopastoris; aterros de resíduos urbanos municipais e estações de tratamento de esgoto. Sendo que dessas, os seis fatores que mais influenciam as emissões são a(s) geração de energia e calor: 25%; atividades agrossilvopastoris: 24%; indústria: 21%; transporte: 14%; construção: 6%; outros: 10%.

Com base nos dados acima mencionados, do Laboratório Nacional de Tecnologia de Energia - NETL (2014), dos EUA, fez-se breve cálculo de emissões de CO₂, comparando-se o gás boliviano com um gás hipotético (simulando o gás do pré-sal) e o GNL.

- gás boliviano (90% metano e 6% etano)

Um fornecimento de 1.000 kg gera 30,3 kg de CH₄ que equivalem a 757,5 kg de CO₂. Tomando-se como base que a queima de 1 kg de CH₄ gera 2,75 kg de CO₂ e que 1 kg de C₂H₆ gera 2,93 kg de CO₂, a queima desse gás emite 2.760,8 kg de CO₂. Somando-se a parcela emitida na forma de CH₄ (30,3 kg), resulta em 3.518,3 kg de CO₂;

- gás pré-sal hipotético (85% de metano e 15% de etano)

Para igual fornecimento e cálculos similares, a queima emite 2.777 kg de CO₂. Somando-se a parcela correspondente à emissão de CH₄, resulta na emissão de 3.534,5 kg de CO₂. A diferença percentual entre esse gás e o boliviano seria então de 0,47%;

- GNL (90% metano e 6% etano)

As emissões de CH₄ passam a ser de $(18,32/8,75) * 757,5 = 1586,0$ kg de CO₂ equivalente. Incluindo-se o efeito do transporte do gás boliviano, tem-se que $[2760,8 + 757,5 * (39,9/30,3)] = 3758,3$ kg de CO₂ equivalente. Portanto, o impacto do GNL versus o gás boliviano seria de 6,82%, o que é muito maior que os 0,47% do gás hipotético do pré-sal (85% CH₄ e 15% C₂H₆).

Em relação a esta análise, não fica claro de que forma os dados do NETL dos EUA foram usados na comparação entre os gases selecionados. Supostamente, entende-se que foi para inclusão das emissões de produção do gás com base em dados da referência citada que não necessariamente representam as circunstâncias nacionais.

Outro ponto que merece atenção é o fato de o gás hipotético do pré-sal apresentar 85% de metano e 15% de etano. Chama atenção o fato de ser utilizado um gás com 85% de metano quando as composições indicadas para o gás puro do pré-sal sem mistura do pós-sal não alcançam 80% de metano.

A análise apresenta, valores de ciclo de vida do berço ao túmulo em abordagem que envolve valores de emissões de metano na produção do gás que são variáveis conforme a fonte (tipo de operação e geografia). Por exemplo, para o gás do Pré-sal, deveriam estar incluídas as emissões advindas da reinjeção de CO₂ (queima de gás em turbinas para acionamento de compressores) que representa 14% a 19% do volume de gás extraído. Não há referência no AIR sobre a contabilização destes dados específicos nem da energia consumida para transporte deste gás até a UPGN e as emissões da UPGN. Seria de se esperar que em uma análise baseada em princípios de Análise de Ciclo de Vida, as emissões de uso do gás estivessem incorporadas considerando-se a real composição do gás (incluindo propano e butano e testando os limites da opção C do AIR e não apenas algumas composições parciais).

III. POSSÍVEIS IMPACTOS DAS OPÇÕES B. E C. NAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E NO INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES DESTES GASES

As emissões possíveis para os cenários sob a alternativa C. do AIR e possivelmente, da alternativa B. , foram estimadas no relatório ERM 0482837 e são reapresentadas na Tabela 2 para múltiplas possibilidades de composição de gás que atendem a Opção C do AIR. A comparação é feita contra o gás natural entregue ao mercado em 2015, momento próximo ao início do pleito pela mudança na especificação.

O maior problema da análise de ACV é sua inadequação para os temas relacionados a possíveis metas de emissão brasileiras. Considerando-se que o GNL é em sua totalidade importado, as emissões relativas a sua produção e transporte devem ser excluídas da contabilização do inventário nacional brasileiro de emissões de gases de efeito estufa de acordo com as regras da UNFCCC. As emissões da produção serão contabilizadas no inventário do país de origem e as emissões de transporte internacional marítimo serão contabilizadas pela International Maritime Organization – IMO.

Sugere-se que a análise de ciclo de vida, se considerada na abordagem do “berço ao túmulo” com a utilização de fatores de emissão baseados em dados reais de composição do produto e de sua cadeia de valor (principalmente no Brasil), pode ser interessante, mas as estimativas devem ser feitas também (e principalmente) pela abordagem do inventário nacional pois este é o elemento de influência na meta brasileira de emissões. Neste sentido, todos os estudos elaborados pela ERM tiveram foco no impacto das emissões no uso (que representam aproximadamente de 85% 90% do total de emissões de GEE). No entanto, sugere-se que o AIR poderá apresentar resultados referentes às duas abordagens de forma separada, sempre considerando que para o Brasil, as emissões que ocorrem em nosso território são as que devem ser contabilizadas no inventário nacional. Cumpre ressaltar que inventários nacionais atendem às premissas metodológicas do IPCC não cabendo a utilização de escopos conforme definições do GHG Protocol – *Corporate accounting standard*, utilizado pelas empresas de todo o mundo.

A Tabela 2 a seguir indica que frente ao que seria a linha de base de emissões brasileiras, a opção C do AIR permitiria variações de até 18% nas emissões de GEE apenas pelo uso do gás como energia e exclusivamente pela variação da composição. Não estão incluídos impactos relacionados a perda de eficiência (aumento de consumo), impactos relacionados ao uso do metano como matéria prima, necessidade de importação de hidrocarbonetos C2+ e outras consequências de difícil apropriação. Observe-se que todas as 10 composições apresentadas atendem aos limites impostos na opção C.

Sugere-se que a especificação deva ser testada nos limites de sua elasticidade e não com base em composições médias previstas pois não haverá nenhuma garantia aos usuários de que a produção de gás não testará os limites da

especificação. Caso isto ocorra, os usuários estarão completamente desprotegidos e sujeitos a prejuízos que se espalharão pela economia como um todo.

Quanto às emissões de poluentes e gases de efeito estufa, reitera-se em apoio a ANP, a necessidade de envolvimento do Ministério do Meio Ambiente para análise e emissão de parecer relacionado aos impactos advindos das diferentes opções regulatórias.

Tabela 1 Comparação entre a Especificação do Gás Natural de 2008 e a Opção C. do AIR

Descrição	PCS (kJ/m ³)	Índice de Wobbe (kJ/m ³)	Número de metano	Metano (% mol)	Etano (% mol)	Propano (% mol)	Butano + (% mol)	Inertes (N ₂ +CO ₂) (% mol)	CO ₂ (% mol)
Especificação Brasileira - 2008	35000 a 43000	46500 a 53500	65 (mín.)	85 (mín.)	12 (máx.)	6 (máx.)	3 (máx.)	6 a 8 (máx.)	3 (máx.)
Opção C AIR	35000 a 43000	46500 a 53500	65 (mín.)	NA	NA	NA	NA	6 a 8 (máx.)	3 (máx.)

abela 2 Espectro de composições possíveis para o gás em caso de remoção de limites para hidrocarbonetos e emissões de GEE relativas à combustão. O gás de referência é o gás entregue no Rio de Janeiro em 2015

Gás	Composição	Teor de C (% massa)	Índice de Wobbe MJ/m ³ base PCS, 20° C	Inertes %	Número de metano	CO ₂ kg CO ₂ por kg gas	CO ₂ kg CO ₂ por MJ gás (PCS)	Variação %	CO ₂ kg CO ₂ por m ³ gás a 20 C	Variação %
GÁS 1 (Referência)	C1 93,31% C2 4,06% C3 1,02% C4 0,36% C5 0,07% C6+ 0,02 CO ₂ 0,71%	74,2	50,1	0,5	85,0	2,72	5,1E-02	-	1,96	-
GÁS 2	C1 85% C2 12% C3 3%	76,46	52,6	0	70,2	2,80	5,1E-02	1%	2,16	10%
GÁS 3	N2 0,4% C1 76,6% C2 19% C3 1% CO ₂ 3%	72,99	50,3	3,4	65,1	2,68	5,3E-02	5%	2,21	13%
GÁS 4	 C1 80% C2 15% C3 1% CO ₂ 3%	73,03	49,7	3	69,9	2,68	5,3E-02	4%	2,12	8%
GÁS 5	C1 82% C2 9% C3 6% CO ₂ 3%	73,41	50,6	3	70,0	2,69	5,3E-02	5%	2,21	13%
GÁS 6	C1 92% C2 4% C3 1% CO ₂ 2%	74,3	49,9	1	87,8	2,72	5,1E-02	1%	1,92	-2%
GÁS 7	N2 1,5% C1 80,7% C2 9,5% C3 5% C4 1,5% CO ₂ 1,8%	73,8	50,7	1,5	65,3	2,71	5,3E-02	5%	2,24	14%
GÁS 8	C1 77% C2 20% CO ₂ 3%	73,3	50,4	0	66,4	2,69	5,3E-02	4%	2,20	12%
GÁS 9	C1 82% C2 2% C3 12% CO ₂ 3%	72,8	50,7	1	65,8	2,67	5,3E-02	6%	2,29	17%
GÁS 10	C1 83% C2 2% C4 9% CO ₂ 3%	71,1	50,0	3	71,7	2,61	5,4E-02	6%	2,31	18%

IV. POSSÍVEIS IMPACTOS DAS OPÇÕES B. E C. EM BAIXAS CONCENTRAÇÕES DE METANO (ABAIXO DE 85%) SOBRE CONSUMIDORES USUÁRIOS DE GÁS NATURAL (METANO) COMO MATÉRIA PRIMA PARA PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES E OUTROS PRODUTOS QUÍMICOS

São inúmeras as empresas operando no mercado brasileiro que utilizam o gás natural como matéria prima. O setor de fertilizantes utiliza o metano como matéria prima para produzir amônia e ureia. Empresas químicas utilizam o metano em reatores para processamento de produtos finais como o acrílico, passando por outros produtos finais e intermediários como o hidrogênio abrangendo múltiplas cadeias de valores. Em todas estas empresas, foram indicados potenciais problemas com equipamentos de combustão (comum a todos setores da economia) que poderiam advir da mudança da composição do gás e de sua possível variabilidade. No entanto, o impacto sobre processamento de gás como matéria prima para produção de produtos finais e intermediários se mostra como muito crítico em caso de redução de teor de metano abaixo de valores próximos de 90%, ou seja, a atual especificação já causa perda de rendimento em processos quando o gás entregue se aproxima do limite mínimo de metano. Estes setores já experimentam aumento de custos relacionados a composição do gás entregue pois todos eles utilizam catalisadores de metais nobres que ou trabalham com eficiência inferior na presença de C₂⁺ ou acabam sendo contaminados requerendo limpeza que em muitos casos ocorre necessidade de uso de catalisadores de maior custo para permitir o aproveitamento destes gases C₂⁺. A possível elasticidade na composição do gás também cria problemas de estabilidade operacional e é vista com grande receio pelo setor. A consequência destes problemas é uma operação menos eficiente associada a uma redução na duração da campanha de produção levando a um aumento geral de custos de manutenção e operação que certamente irá demandar repasse de custos na cadeia de valor.

Na avaliação dos possíveis prejuízos a processos de separação de gases, foi reiterada pelo setor a preocupação contida no relatório ERM 0472837 relacionada ao uso de maior teor de inertes como forma de compensar teores mais elevados de C₂⁺. Esta maior presença de inertes é prejudicial para alguns processos químicos mesmo com pequenas variações dentro da especificação existente. Embora não exista requisito para mudanças nos teores de inertes, o aumento destes em relação ao atualmente praticado, mesmo que dentro da faixa da especificação, pode impactar significativamente alguns processos

Sugere-se que o AIR considere com bastante atenção aos impactos observados nestas cadeias de valor que já estão excessivamente estressadas por fatores diversos relacionados a externalidades e preços elevados com qualidade declinante do insumo gás natural como matéria prima baseada no metano. As esperadas perdas de produtividade, aumento de custos operacionais e de

manutenção e necessidade de investimentos em mudança de processo (troca de catalisadores) serão significativas e merecem atenção no processo regulatório.

V. **POSSÍVEIS IMPACTOS NA COMBUSTÃO DO GÁS PARA USUÁRIOS DE TODOS SETORES DA ECONOMIA**

Conforme já explicitado nos relatórios ERM 0376607, 0419589 - Efeitos da Variação da Composição do gás natural e impactos sobre os usuários e documento ERM 0472837 AS03.01 - Especificação Técnica de Gás Natural no Brasil, impactos da variação da composição do combustível gás natural com aumento da fração de C2+ são reconhecido internacionalmente e mencionado em múltiplos estudos em aspectos como:

- Perda de eficiência de queima resultando em maior consumo de gás;
- Aumento de emissões atmosféricas de poluentes e gases de efeito estufa pela mudança da composição e pela deterioração das condições de queima;
- Redução da campanha operacional ou vida útil de equipamento por deterioração acelerada das condições de queima

No relatório preliminar da AIR, seção II.5.1 citam-se estudos contratados pelos produtores para os quais não houve abertura de participação de partes associadas aos consumidores. Na apresentação de resultados se indica que não houve correlação entre teor de etano com emissões, o que no caso do CO₂ (incluído nos comentários) é cientificamente impossível já que o teor de carbono do etano supera o do metano. A menção a um ambiente de 13 m² indica que apenas foi verificada a diluição dos gases de combustão em tal ambiente. Quanto aos outros resultados, conflitam com toda a literatura internacional relacionada ao tema.

Sugere-se que apenas artigos técnicos publicados e revisados por terceira parte possam ser utilizados como evidência de resultados críveis. Iniciativas sem garantia de acesso ao planejamento e análise de resultados por todas as partes não deveriam ser sequer mencionadas no AIR sem nenhum demérito às entidades técnicas que executaram os testes. A menção a normas técnicas não garante por si só a adequabilidade dos testes pois não garante o planejamento dos experimentos de forma a explorar os limites dos equipamentos em situações de elasticidade da composição do gás.

VI. NECESSIDADE DE ESTABELECIMENTO E INCORPORAÇÃO DE CRITÉRIOS PARA AUTORIZAÇÃO DE VARIAÇÃO MATERIAL NA COMPOSIÇÃO DO GÁS POR PARTE DOS PRODUTORES DENTRO DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO

A Resolução ANP nº16, de 17 de junho de 2008 não menciona questões relativas à variação da composição do gás no tempo nem prescreve procedimentos a serem adotados pela cadeia de valor acerca da velocidade máxima para alteração desta composição, sempre dentro dos limites estipulados pela norma em vigor.

Com a diversificação do mercado brasileiro de gás surgem fontes de gás de composição bastante diversa e com fluxo sujeito a variações (por exemplo, GNL com 94% e 2% de etano de metano versus gás da UTGCA com 85% e 10% de etano). Se houver redução significativa de capacidade de operações de uma das entradas, haverá variação significativa da composição do gás com potencial necessidade de ajustes em sistemas de transporte e principalmente em sistemas de consumo.

Sugere-se que seja estudado um limite para variação máxima por unidade de tempo. Como exemplo, cita-se a especificação mexicana para o gás natural <https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm> que especifica uma variação máxima diária de 5% para o índice de Wobbe (conforme citado no relatório ERM 0473827)

VII. IMPACTOS FINANCEIROS DAS DIFERENTES OPÇÕES REGULATÓRIAS

O capítulo VII do AIR trata de Impactos das opções regulatórias apresentando aspectos positivos e negativos das opções analisadas. No capítulo X do AIR serão indicados efeitos e riscos decorrentes da adoção de quaisquer das três alternativas.

Observou-se que a análise não indica os impactos financeiros das diferentes opções. Também observou-se que o investimento em UPGN é ora tratado como custo, ora tratado como investimento, quando não existe opção sem receita associada a uma UPGN.

Sugere-se que na continuidade do processo de análise seja avaliado o impacto financeiro de cada uma das opções (com eventual reinclusão da proposta da Abiquim), sempre tendo em mente que mudanças nas UPGNs devem ser vistas como investimentos atrelados a receitas futuras de curto ou de longo prazo ao passo em que no lado do consumo, as mudanças representaram potenciais custos adicionais para continuidade das operações. Notadamente, em relação a UTGCA, sugere-se uma análise de vida útil e futura operação prevista para esta unidade.

Adicionalmente, observou-se que na tabela 6 apresentada no capítulo VII se considera o risco de restrição a disponibilidade de gás natural oriundo do pré-sal para o caso de adoção da opção A sem no entanto indicar qual a garantia regulatória de disponibilidade de gás na opção C em que todas decisões ocorrerão por interação direta entre produtores e consumidores. Sugere-se que na continuidade do processo de análise, sejam detalhados os mecanismos que garantiriam a maior oferta de gás em casos de desacordos, entre as partes envolvidas, acerca de condições comerciais ou de qualidade.