

# COMITÊ 2

*Acesso ao Mercado de Gás Natural*



## RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR



ABRIL DE 2024



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





## **Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**  
Alexandre Silveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**  
Pietro Adamo Sampaio Mendes

**Diretor do Departamento de Gás Natural**  
Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME  
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 9º andar  
70065-900 – Brasília – DF  
Tel.: (55 61) 2032 5555  
[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)

## **Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar**

### **Comitê 2**

#### **Ministério de Minas e Energia (MME)**

Marcello Gomes Weydt – Líder do Comitê 2

Fernando Massaharu Matsumoto – Suplente do Comitê 2

#### **Participantes do Comitê 2**

#### **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)**

Alessandra Moura

Anna Clara

Bruno Valle de Moura

Bruno Vieira Gullo

Guilherme Biasi

Guilherme Eduardo Papaterra

Luis Eduardo Esteves

Marcelo Kim

Mário Jorge Figueira Confort

Patricia Huguenin Baran

Saulo Quadros Santiago

#### **Assessoria de Comunicação do Ministério de Minas e Energia (ASCOM/MME)**

Fernando Caixeta

#### **Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)**

Ricardo Cunha

#### **Casa Civil da Presidência da República (CC/PR)**

Anderson Barreto Arruda

Anderson Lozi

Cleyton Miranda Barros

João Henrique Lima

Julia Sechi Nazareno

Karla Branquinho

Leila Przytyk

Odenir Jose Reis

Regis Fontana Pinto

#### **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

Aline Maria dos Santos

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Heloisa Borges Bastos Esteves

Henrique Plaudio G. Rangel

Marcelo Ferreira Alfradique

#### **Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA)**

José Carlos Polidoro

Tiago Nunes de Freitas Dahdah

Vinício Bertazzo Rossato

#### **Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)**

Adriana Arruda Pessoa

Alexandre Messa

Ana Caroline Suzuki Bellucci

Arnaldo Nobre

Brenner Ferreira Soares

Cláudio Evangelista de Carvalho

Claudio Navarro

Eliezer Lopes

João Geovane

Leonardo Durans

Luciana Machado Rodrigues

Maurício Marins Machado

**Ministério da Fazenda (MF)**

Carlos Cabral

Daniela Godoy Martins Corrêa

Gustavo Henrique Ferreira

Magno Antonio Calil Resende Silveira

**Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB/MME)**

Annara Myrella

Daniel Pego

Diogo Baleeiro

Edie Andreeto

Eleazar Hepner

Fellipe Castro

Jackeline Guedes

Jair Rodrigues

João Alencar

Karine Domingos

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Maurício de Oliveira Abi-Chahin

**Ministério dos Portos e Aeroportos (MPOR)**

Alexandre Vaz Sampaio

**Ministério do Transporte (MT)**

Allan Machado

Antonio Alberto Castanheira

Clonilo Moreira

Constantino Alves

George Santoro

Vicente Correia Lima Neto

**Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)**

Flavio Tojal

**Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia (SE/MME)**

Rafael Bastos da Silva

Reinaldo da Cruz Garcia

**Secretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios do Ministério de Minas e Energia (SAER/MME)**

Cassio Giuliani

Gustavo Manfrim

**Secretaria Especial de Assuntos Federativos da Presidência da República (SEAF/PR)**

André Luiz Ceciliano

José Ilário Gonçalves

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>OFERTA DE GÁS NATURAL: COMITÊ TEMÁTICO 2 – ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>9</b>
3.1	METODOLOGIA .....	10
<b>4</b>	<b>DIAGNÓSTICO SETORIAL E ANÁLISE DOS PROBLEMAS</b> .....	<b>11</b>
4.1	DIAGNÓSTICO INICIAL DO COMITÊ TEMÁTICO 2.....	14
4.1.1	<i>Composição do Preço Médio Nacional Observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e Consumidores Livres</i> .....	15
4.1.2	<i>A Modelagem Econômica do escoamento Dutoviário e das Unidades de Processamento e do Hub de Gás Natural como Modelo de Negócio</i> .....	33
4.1.3	<i>O Impacto dos Tributos na Cadeia Econômica do Gás Natural</i> .....	44
4.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE A FORMAÇÃO DE PREÇOS DE GÁS NATURAL .....	52
4.3	OS ATUAIS VALORES DO ACESSO COBRADO COMO MODELO DE NEGÓCIO.....	55
4.4	OS PREÇOS DE GÁS NATURAL E A PERDA DE COMPETITIVIDADE DO SETOR PRODUTIVO NACIONAL .....	56
4.5	PARTICIPAÇÃO E DIAGNÓSTICO APRESENTADOS PELOS AGENTES DO SETOR E PELOS CONSUMIDORES .....	59
<b>5</b>	<b>PROPOSTAS DO COMITÊ 2 (GT-GE) QUANTO AO ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>78</b>
5.1	PROPOSTA Nº 01: MODELO DE NEGÓCIO ESPECÍFICO PARA A INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO E DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL.....	80
5.1.1	<i>Autorização de Infraestrutura de Escoamento e de Processamento de Gás Natural</i> .....	83
5.1.2	<i>Requisitos da Outorga e do Contrato de Autorização de Infraestrutura de Gás Natural</i> . .....	87
5.1.3	<i>Considerações finais relativas à Proposta nº 01</i> .....	90
5.2	PROPOSTA Nº 02: PLANEJAMENTO INTEGRADO DO SETOR DE GÁS NATURAL (PISGN) .....	91
5.2.1	<i>Detalhamento da Proposta de Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN)</i> . .....	94
5.2.2	<i>Planejamento Integrado, Monopólio Natural e Participação Social</i> .....	97
5.2.3	<i>Ganho de escala no planejamento integrado e coordenado</i> .....	99
5.2.4	<i>Estudos Nacionais e Experiência Internacional (benchmarking)</i> .....	100
5.3	PROPOSTA Nº 03: REMUNERAÇÃO DO ACESSO ADEQUADO, JUSTO E RAZOÁVEL ÀS INFRAESTRUTURAS NACIONAIS .....	108
5.3.1	<i>Detalhamento da Remuneração do Acesso Adequada, Justa e Razoável</i> .....	109
5.3.2	<i>Considerações sobre o Acesso Negociado no Marco Regulatório do Gás Natural</i> .....	113
5.3.3	<i>Do Valor de Acesso Negociado entre as Partes</i> .....	117
5.3.4	<i>Necessidade de Regulação Econômica em Indústrias de Rede</i> .....	118
5.3.5	<i>Experiência internacional (benchmarking)</i> .....	121
5.4	PROPOSTA Nº 04: MEDIDAS DE TRANSPARÊNCIA E PUBLICIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES NO SETOR DE O&G .....	123
5.4.1	<i>Detalhamento das Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&amp;G</i> .....	124
5.5	PROPOSTA Nº 05: COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR DE GÁS NATURAL (CMSGN) .....	125
5.5.1	<i>O Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)</i> .....	126
5.5.2	<i>Ações Coordenadas pelo CMSGN</i> .....	128
5.6	PROPOSTA DE AÇÕES .....	133
5.6.1	<i>Ação nº 01: Leilões de Blocos Exploratórios de O&amp;G</i> .....	134
5.6.2	<i>Ação nº 02: Aprovação dos Planos de Desenvolvimento de Campos de O&amp;G</i> .....	134
5.6.3	<i>Ação nº 03: Aprovação dos Planos Anuais de Produção de Campos de O&amp;G</i> .....	135
5.6.4	<i>Ação nº 04: Acompanhamento e Monitoramento das Atividades de E&amp;P</i> .....	135
5.6.5	<i>Ação nº 05: Monitoramento da Concorrência do Mercado de Gás Natural</i> .....	135
5.6.6	<i>Ação nº 06: Acesso e Compartilhamento de FPSOs</i> .....	136

5.6.7	<i>Ação nº 07: Unidade Produtiva de Gás Natural Compartilhada</i> .....	136
5.6.8	<i>Ação nº 08: Planejamento Nacional Integrado e Coordenado do Setor de Gás Natural</i>	137
5.6.9	<i>Ação nº 09: Pesquisa de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano...</i>	138
5.6.10	<i>Ação nº 09-A: Transparência dos Dados de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano</i> .....	138
5.6.11	<i>Ação nº 10: Regras de Estruturação do Mercado de Gás Natural</i> .....	139
5.6.12	<i>Ação nº 10-A: Regras de Estruturação de Mercado em Sistemas Isolados</i> .....	139
5.6.13	<i>Ação nº 11: Requisitos para Autorização de Construção de Infraestruturas de Gás Natural</i> .....	140
5.6.14	<i>Ação nº 12: Regras para Expansão de Capacidade das Infraestruturas do Setor de Gás Natural</i> .....	141
5.6.15	<i>Ação nº 13: Estabelecimento de Metas de Eficiência de Operação</i> .....	141
5.6.16	<i>Ação nº 14: Transparência do Retorno e Remuneração das Infraestruturas de Gás Natural</i> .....	141
5.6.17	<i>Ação nº 15: Transparência das Características Técnicas, Operacionais e de Utilização das Infraestruturas de Gás Natural</i> .....	142
5.6.18	<i>Ação nº 16: Valor do Acesso às Infraestruturas de Gás Natural</i> .....	142
5.6.19	<i>Ação nº 17: Código de Acesso Único e Comum para as Infraestruturas de Gás Natural</i>	143
5.6.20	<i>Ação nº 18: Terminais de GNL Integrantes do Sistema de Transporte Dutoviário</i> .....	143
5.6.21	<i>Ação nº 19: Segregação do Custo de Importação de Gás Natural Boliviano e GNL</i> .....	144
5.6.22	<i>Ação nº 20: Operador Dedicado de Infraestruturas de Gás Natural</i> .....	144
5.6.23	<i>Ação nº 21: Detalhamento dos custos de acesso às infraestruturas nos contratos de suprimento de gás natural</i> .....	145
5.7	OUTRAS PROPOSTAS .....	145
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>146</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás natural desempenha um papel essencial para o crescimento dos setores produtivos (primário, secundário e terciário), gerando renda, crescimento do PIB, empregos, aumento da arrecadação, assim permitindo aos governos a aplicação de recursos em políticas sociais.

Com expectativa de aumentar a disponibilidade de gás natural para os setores produtivos, a preços competitivos, contribuindo assim, com a geração de empregos e o aumento do PIB nacional, além de segurança energética e alimentar para as atuais e futuras gerações, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023, instituiu o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil.

As propostas a serem apresentadas pelo GT-GE têm os seguintes objetivos:

- aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico;
- melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário;
- aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais; e
- integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

Ao GT-GE compete estudar dentre outras medidas:

- implementação da permuta (*swap*) do óleo da União por gás natural, para atendimento dos objetivos do programa;
- desenvolvimento de política de precificação de longo prazo do gás natural da União que leve em consideração os preços da molécula e dos produtos e energia obtidos a partir do gás natural;
- implementação do reconhecimento como custo em óleo, pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), do acesso, da construção, da operação e da manutenção de estruturas de escoamento e processamento do gás natural dos contratos de partilha de produção, como medida de incentivo ao aumento da oferta no mercado nacional; e
- outras medidas de incentivo à construção das infraestruturas de escoamento, processamento e transporte de gás natural.

Em dezembro/2023 foi publicada a Resolução CNPE nº 10/2023 alterando a composição original do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) com a inclusão do Ministério dos Transportes (MT) e da Secretaria-Geral da Presidência da República (SG/PR). Diante disso, a composição do GT-GE, atualmente, é a seguinte:

- Ministério de Minas e Energia (MME), coordenador do GT-GE;
- Casa Civil da Presidência da República (CC/PR);
- Ministério da Fazenda (MF);
- Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC);
- Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA);
- Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI);
- Ministério do Planejamento e Orçamento (MPOG);
- Ministério de Portos e Aeroportos (MPA);
- Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA);
- Ministério dos Transportes (MT);
- Secretaria-Geral da Presidência da República (SG/PR);
- Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e
- Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

Os representantes integrantes titulares e suplentes do GT-GE foram indicados pelos respectivos órgãos e entidades, designados por Portarias do Ministro de Estado de Minas e Energia (Portaria nº 430-P/GM/MME, de 10/7/2023 e Portaria nº 31-P/GM/MME, de 5/2/2024).

O GT-GE estruturou a criação de cinco Comitês Temáticos para uma melhor condução dos trabalhos, com maior especialização e detalhamento dos importantes temas a serem tratados. A estrutura dos comitês e seus líderes foram aprovados no colegiado do GT-GE (Quadro 1).

**Quadro 1:** Estrutura e liderança dos Comitês Temáticos.



Fonte: MME, 2023.

## 2 OBJETIVO

O presente relatório tem por objetivos (i) fazer o diagnóstico dos principais aspectos relatados pelos agentes que participaram das discussões no âmbito do Comitê Temático 2; (ii) descrever e analisar os problemas identificados; (iii) apresentar os resultados e conclusões dos diagnósticos levantados; e (iv) propor medidas e recomendações que subsidiem a tomada de decisão do CNPE visando permitir a oferta de gás a preço competitivo interno, melhor aproveitamento dos recursos nacionais de gás natural e biometano, com reflexos diretos na economia nacional pelo aumento da competitividade do setor produtivo nacional, gerando emprego e renda no país.

## 3 OFERTA DE GÁS NATURAL: COMITÊ TEMÁTICO 2 – ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL

O GT-GE estabeleceu que os membros do **CT2 – Acesso ao Mercado de GN**, visando ao atendimento do *aumento dos agentes ofertantes* de GN e da *atração de investimentos privados na infraestrutura* dedicada à cadeia da indústria do gás natural, deveriam abordar um conjunto de **tópicos específicos**, que desdobram os objetivos mencionados:

- 1) *Mecanismos para atração de investimentos privados* em infraestruturas nacionais;
- 2) Transparência na *formação de preços nacionais* que incluam a participação das infraestruturas na formação de preços;
- 3) Promoção do *aumento sustentável do investimento, da produção e do consumo* de gás natural;
- 4) Estruturação de mercado para uma *indústria competitiva, eficiente e baixo custo de transação* entre elos da cadeia;
- 5) Fomento de *externalidades positivas para os consumidores*;
- 6) Identificação e transparência das *restrições técnicas das infraestruturas existentes*; e
- 7) Outras medidas que se mostrarem convenientes.

É importante salientar que os principais agentes do setor (sejam públicos ou privados) desempenham atividades econômicas submetidas ao regime de Monopólio da União, conforme disposto no Art. 177 da Constituição Federal de 1988.

O regime de exploração das atividades econômicas do setor é de interesse público, conforme disposto no inciso I do § 1º do art. 1º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, no qual estabeleceu que todas as atividades são de utilidade pública.

Neste sentido o agente público ou privado é convidado a participar de atividade estritamente pública, seja para a exploração e produção do gás natural, **bem público da União**, ou para investimento nas infraestruturas associadas, incidindo sobre o energético a sua titularidade e disponibilidade para comercialização a estrita observância quanto ao atendimento e satisfação do **interesse público do Estado**.

Portanto, a exploração e comercialização desses recursos estão **sujeitas à regulação pública**. A exportação e importação internacional de petróleo e gás natural,

também submetidas ao Monopólio da União, conforme disposto no inciso III do art. 177 da Constituição Federal de 1988, deve ser permitida após atender às necessidades do país quanto ao suprimento do mercado interno de derivados de petróleo e do gás natural.

### 3.1 Metodologia

Os membros do **CT2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural**, em atendimento ao que foi estabelecido no GT-GE, realizaram um diagnóstico setorial preliminar, por meio de estudos internos, visando identificar o atual processo de formação de preços nacionais, avaliando o impacto de cada elo da cadeia nos preços percebidos pelos consumidores.

Adicionalmente aos estudos realizados internamente, os membros do CT2 adotaram a estratégia de oitiva e consulta aos agentes públicos e privados que atuam nos diferentes elos da cadeia, inclusive consumidores de gás natural e seus derivados, por meio de reuniões bilaterais reservadas, permitindo que os agentes privados pudessem expor os problemas percebidos por eles sem reservas, pois não haviam outros agentes do setor no mesmo horário de reunião, com participação exclusiva dos membros governamentais participantes das reuniões no âmbito do CT2 – Acesso ao Mercado de GN. Essas reuniões tiveram as participações das seguintes empresas e associações: i) Total Energies (Total); ii) Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras); iii) Petrogal S.A (GALP); iv) Trident Energy (Trident); v) China National Offshore Oil Corporation (CNOOC); vi) Shell Energy (Shell); vii) Equinor S.A. (Equinor); viii) Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); ix) Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS); e x) Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG); xi) Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS); xii) Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia (ABRACE); xiii) Conselho de Usuários (previsto no art. 17 da Lei 14.134/2021); xiv) 3R Petroleum Óleo e Gás S.A (3R PETROLEUM); e xv) ONCORP – Geração de Energia.

Houve também oitivas por meio de Reuniões Públicas realizadas nos dias 31 de outubro e 1º de novembro de 2023. As Reuniões Públicas, em complemento às Reuniões Bilaterais, visam dar oportunidade para mais agentes e associações interessadas apresentarem suas contribuições e considerações sobre os temas em discussão no GT-GE. As contribuições da sociedade permitiram aprimorar as soluções e propostas de políticas públicas que constarão do Relatório dos Comitês Temáticos e do GT-GE e serão apresentadas para avaliação e deliberação do CNPE. Como contribuições para assuntos do CT2 nas Reuniões Públicas, houve 20 apresentações, realizadas na tarde do dia 31 de outubro de 2023 e cujos arquivos encontram-se na página do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar no sítio do MME que podem ser acessadas por meio do seguinte link: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-2>.

Ao final deste relatório, na Seção 5, serão indicadas as propostas de soluções visando à resolução dos problemas e identificar se as possíveis soluções recomendadas encontram paralelo com a prática e as recomendações internacionais para o setor de petróleo e de gás natural (O&G).

A verificação do *benchmarking* internacional, enquanto ponto de referência, observou a regulação europeia, em especial os exemplos de órgãos reguladores de gás

natural 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.

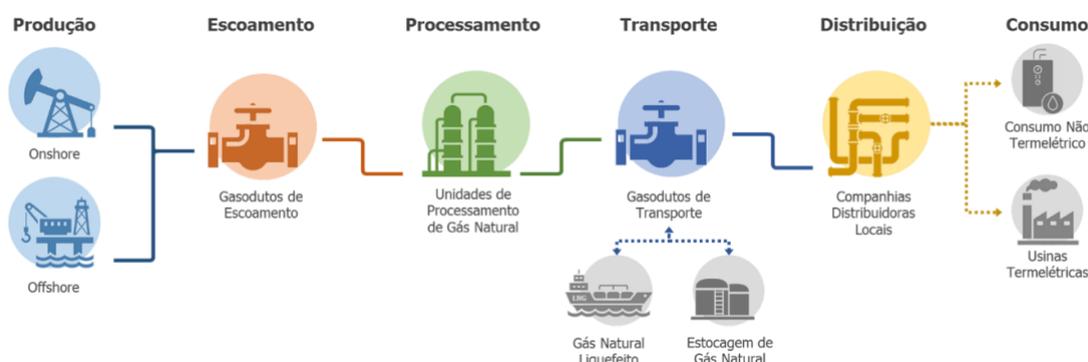
Por fim, será verificado no marco regulatório do setor O&G vigente se as soluções apontadas possuem aderência legal ou se precisariam de regulação e/ou regulamentação adicional (*enforcement* institucional).

#### 4 DIAGNÓSTICO SETORIAL E ANÁLISE DOS PROBLEMAS

Inicialmente, os integrantes do Comitê visaram identificar o processo atual de formação de preços nacionais, o qual ocorre pela verificação do impacto de cada elo da cadeia nos preços percebidos pelos consumidores.

Nas discussões do CT2 – Acesso ao Mercado de GN, os elos da cadeia da indústria do gás natural foram assim identificados (Figura 1):

**Figura 1:** Elos da cadeia da indústria do gás natural.



Fonte: EPE.

A Tabela 1 apresenta o balanço de gás natural no Brasil nos últimos anos. Destaca-se a produção crescente de gás natural, mas com oferta nacional decrescente, em função principalmente do aumento da reinjeção. Do lado da demanda, destaca-se a redução do consumo de gás natural em 2023, em relação aos anos anteriores, principalmente devido ao menor consumo na geração elétrica. Observa-se também queda no consumo industrial.

**Tabela 1:** Balanço de gás natural de 2018 a 2023.

BALANÇO DE GÁS NATURAL (MMm <sup>3</sup> /dia)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Produção nacional	111,94	122,43	127,45	133,75	137,86	143,24
Reinjeção	35,10	43,17	54,66	60,84	68,38	73,41
Queima e perda	3,72	4,36	3,37	3,38	3,48	4,15
Consumo nas unidades de E&P	13,74	14,16	14,62	14,31	14,53	15,09

Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	4,29	4,21	4,28	3,73	3,91	3,74
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>55,09</b>	<b>56,53</b>	<b>50,51</b>	<b>51,49</b>	<b>47,56</b>	<b>46,85</b>
Importação - Bolívia	22,11	18,67	17,88	19,85	17,51	15,42
Importação - Argentina	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00
Regaseificação de GNL	6,92	8,28	8,38	26,15	6,53	0,94
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>29,03</b>	<b>26,95</b>	<b>26,26</b>	<b>46,18</b>	<b>24,04</b>	<b>16,36</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>84,12</b>	<b>83,48</b>	<b>76,77</b>	<b>97,67</b>	<b>71,60</b>	<b>63,67</b>
<b>Consumo nos gasodutos, perdas e ajustes</b>	<b>5,27</b>	<b>5,55</b>	<b>4,69</b>	<b>4,13</b>	<b>3,65</b>	<b>2,23</b>
Industrial*	39,75	36,97	36,05	40,19	41,44	39,40
Automotivo	6,06	6,26	5,15	5,94	6,20	5,33
Residencial	1,26	1,27	1,38	1,42	1,45	1,43
Comercial	0,84	0,91	0,67	0,78	0,87	0,87
Geração Elétrica	27,69	29,03	26,08	42,83	15,32	12,52
Cogeração	2,84	2,65	2,17	2,36	2,30	2,15
Outros	0,40	0,83	0,58	0,02	0,37	0,60
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>78,85</b>	<b>77,93</b>	<b>72,08</b>	<b>93,54</b>	<b>67,96</b>	<b>62,31</b>

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural.

Em 2023, a demanda de gás natural no mercado nacional foi, em média, de 62,31 MMm<sup>3</sup>/dia, incluindo os segmentos responsáveis pelos maiores volumes de consumo, como o industrial e o de geração de energia elétrica que, somados, correspondem a mais de 80% da demanda total. O valor inclui tanto o gás natural fornecido via concessionárias dos serviços locais de gás canalizado quanto o gás demandado por consumidores livres.

Considerando o preço do gás da Petrobras ao mercado como referência, já que a empresa é responsável pelo suprimento de quase 80% do gás natural ao mercado nacional, temos um preço médio, por simples média aritmética, ao longo do ano de 2023 de US\$ 13,7/MMBTU, ou R\$ 2,546/m<sup>3</sup>, incluindo custos com transporte, mas isento de tributos.

A partir desses dados, pode-se estimar o tamanho do mercado atacadista de gás natural do Brasil, que, em 2023, demandou cerca de 22,8 bilhões de m<sup>3</sup> de gás: R\$ 58,1 bilhões, ou US\$ 11,7 bilhões, considerando um dólar médio a R\$ 4,995.

Para identificação da atual formação de preços do gás natural produzido no Brasil, o Comitê Temático utilizou os dados constantes no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural publicado pelo MME, bem como os dados de venda de gás pela PPSA, e identificou a seguinte formação (Gráfico 1):

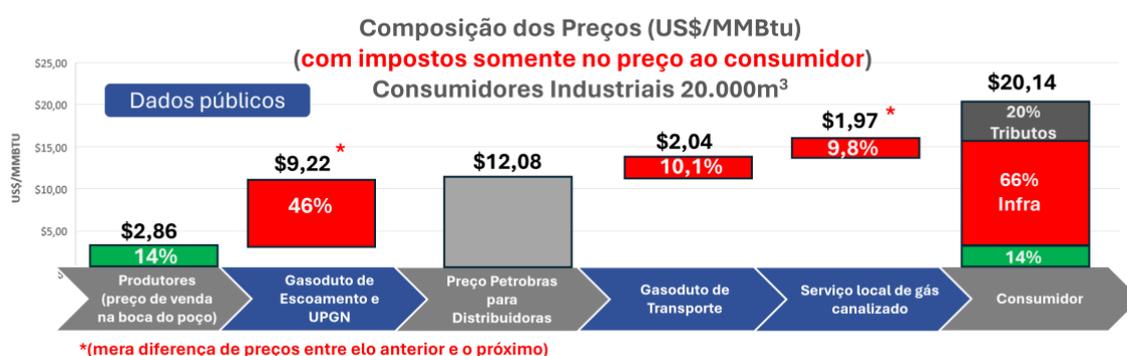
Essa primeira aproximação foi feita com as seguintes informações públicas:

- **Preço de venda na boca do poço:** utilizou-se o preço médio obtido a partir dos dados do Relatório Semestral de Atividades Relacionadas aos Contratos de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás

Natural – 1º semestre de 2023, divulgado no *site* do MME<sup>1</sup>. Assumiu-se valor líquido de tributos;

- **Preço Petrobras para Distribuidoras:** utilizou-se a média aritmética dos preços da molécula dos três contratos do Preço Petrobras para as Distribuidoras, sem tributos, publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023;
- **Tarifa de Transporte:** utilizou-se a média aritmética da parcela de transporte dos três contratos do Preço Petrobras para as Distribuidoras, sem tributos, publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023; e
- **Preço ao Consumidor:** utilizou-se o preço ao consumidor final para a faixa de consumo de 20.000 m<sup>3</sup>/dia do segmento industrial, com tributos, publicado no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de março de 2023.

**Gráfico 1:** Estimativa de composição do preço do gás natural, para consumidores industriais de 20.000 m<sup>3</sup>/dia.



Em relação aos tributos, somente o preço ao consumidor está sendo apresentado com tributos. Assumiu-se a incidência de ICMS à alíquota de 12%, considerando que muitos Estados permitem redução da base de cálculo para se chegar a essa alíquota, e de PIS/Pasep e Cofins, em conjunto, à alíquota de 9,25%, conforme será apresentado na subseção 4.1.3.3. Os demais valores estão sem tributos. Ressalva-se que os preços utilizados estão sujeitos a variações, especialmente o preço de venda na boca do poço e o preço da Petrobras, para os quais utilizou-se a média aritmética simples dos valores publicados. **Dessa forma, é importante considerar que essas estimativas iniciais têm o objetivo de avaliar a ordem de grandeza dos preços em cada elo da cadeia do gás natural para os fins deste Relatório, não sendo válidos como dados efetivos e dinâmicos do mercado<sup>2</sup>.**

<sup>1</sup>[https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/relatorio-de-atividades-relacionadas-aos-contratos-de-partilha-producao-de-petroleo-e-gas-natural/relatorios-publicados/rel\\_sem1\\_2023\\_mme-ppsa.pdf/view](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/relatorio-de-atividades-relacionadas-aos-contratos-de-partilha-producao-de-petroleo-e-gas-natural/relatorios-publicados/rel_sem1_2023_mme-ppsa.pdf/view)

Para a estimativa, foram utilizados os dados da seção 4.2 **Receitas para União** do mencionado Relatório, considerando a receita relativa à comercialização de gás natural e respectivas quantidades em MMBtus, ex-tributos. A conversão para dólar foi feita com a cotação média do 1º semestre de 2023 (R\$ 5,047/US\$ 1,00).

<sup>2</sup> Oportuno comentar que o MME recebeu contribuições da Abegás sobre as simulações de formação de preço, sugerindo ajustes. A Abegás apresentou sua própria simulação, em que a margem de distribuição estaria na faixa de US\$ 2,35/MMBtu e a carga tributária de 24%.

A partir das informações acima, os valores referentes aos elos de escoamento e de processamento de gás natural foram identificados por uma mera diferença de valores entre os elos da cadeia a montante e a jusante, tendo em vista não ser uma informação atualmente publicizada. Já em relação ao Serviço Local de Gás Canalizado, o Comitê Temático também identificou por uma mera diferença de valores entre o preço médio pago pelo consumidor industrial e o valor anterior do somatório do preço médio de suprimento de gás natural às Concessionárias do Serviço Local de Gás Canalizado acrescido da tarifa de transporte média nacional.

Ao analisar as informações acima, o Comitê Temático identificou a carência de transparência dos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento e que os serviços prestados pelas infraestruturas representam aproximadamente 66% do valor percebido pelo consumidor médio industrial. Em outras palavras, se o valor do energético fosse considerado US\$ 0,00/MMBtu (zero dólares por milhão de Btu) na saída da unidade de produção de gás natural, no início da cadeia, o gás natural chegaria ao consumidor por aproximadamente US\$ 13,23/MMBtu, sem tributos, que ainda é um preço muito alto, pouco competitivo e distante do que é fornecido aos consumidores em outros países, principalmente ao setor produtivo.

Neste sentido, o Comitê centrou seus esforços inicialmente em três temas:

- a composição do preço médio nacional observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e consumidores livres – abordada na Seção 4.1.1;
- a modelagem econômica do escoamento dutoviário e unidades de processamento – abordada na Seção 4.1.2; e
- o impacto dos impostos em cada elo da cadeia e nos preços observados pelos consumidores – abordado na Seção 4.1.3.

O propósito deste capítulo é realizar uma análise detalhada dos problemas identificados nos elos da cadeia da indústria do gás natural, além da dinâmica de mercado relacionada.

Estes elos, identificados como produção, escoamento, processamento, transporte e serviço local de gás canalizado, além da importação por meio de gasoduto ou terminal de gás natural liquefeito (GNL) e estocagem, formam uma indústria de rede complexa, os quais são interligados para viabilizar a movimentação do energético desde o reservatório de petróleo e gás nacional (ou da unidade produtiva de biogás/biometano) até o consumidor final.

#### **4.1 Diagnóstico Inicial do Comitê Temático 2**

O Comitê Temático 2, inicialmente, analisou três temas relacionadas às infraestruturas da cadeia do gás natural. As análises desses temas estão nas subseções a seguir.

#### 4.1.1 Composição do Preço Médio Nacional Observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e Consumidores Livres

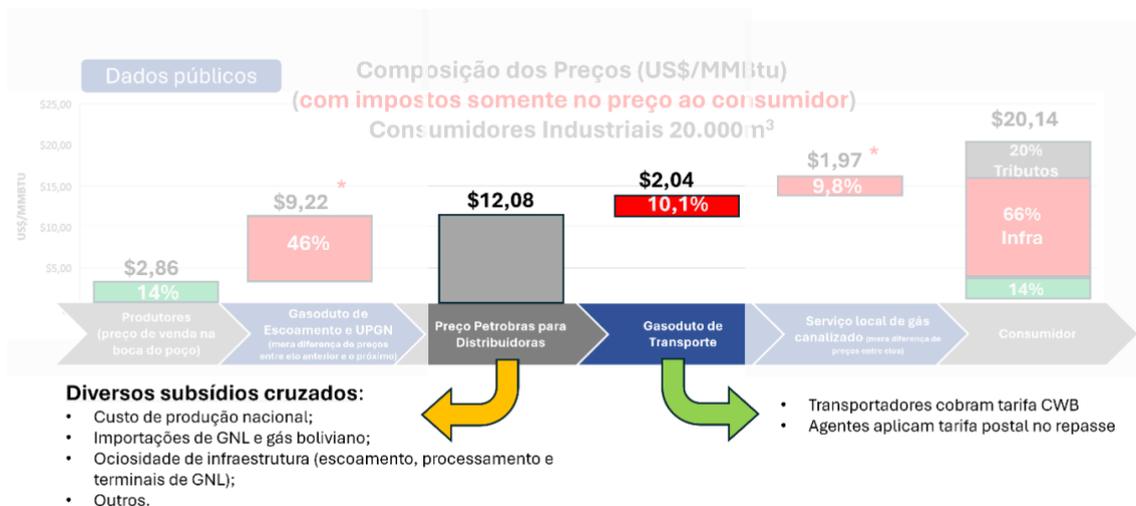
Esta subseção tem como objetivo fazer uma análise inicial sobre o preço observado pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado e consumidores livres, sob a ótica de formação de preço no âmbito da regulação de competência federal.

Atualmente, diversos produtores de gás natural nacionais, principalmente o maior agente do mercado, desempenham a atividade de Exploração e Produção (E&P) concomitantemente com outros elos da cadeia como a importação de gás natural; compra de gás natural de outros produtores nacionais; e investimento e operação de infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, por exemplo.

Desta forma, como uma empresa participa ativamente em atividades verticalmente e horizontalmente integradas, a tentativa de análise dos investimentos ocorridos em cada elo da cadeia, dos custos de operação e o próprio desempenho da atividade de comercialização de gás natural especificado fica prejudicada e compromete a percepção da economicidade e até da viabilidade econômica de cada uma dessas atividades exercidas.

No Gráfico 2, indicamos as atividades verticalmente e horizontalmente integradas, bem como outros itens que podem compor o preço percebido após o elo de processamento de gás natural, com destaque para os valores não claramente observados (subsídios cruzados) que podem estar inseridos no preço médio de venda para as distribuidoras do serviço local de gás canalizado e que o consumidor, ao final, terá que pagar.

Gráfico 2: Subsídios observados no preço médio nacional ofertado.



Nas subseções abaixo, serão abordadas algumas das questões que podem se apresentar como subsídio cruzado no preço médio de venda para as concessionárias do serviço local de gás canalizado.

#### **4.1.1.1 Preço Médio Formado pelo Portfólio de Produção Nacional e Importação de Gás Natural (Integração Horizontal)**

Nesta subseção, será apresentada uma análise sobre o exercício das atividades de produção e de importação de gás natural, que são naturalmente concorrenciais entre si.

O exercício de ambas as atividades por um mesmo agente pode dificultar a identificação do real preço do gás natural da produção nacional e a própria formação do preço nacional.

A título de exemplificação, no intuito de estimar o preço do gás natural nacional na composição do preço final do gás ofertado ao consumidor, este Comitê buscou inferir os supostos preços do gás natural produzido pela maior produtora nacional de gás natural e maior importadora de gás natural que oferta gás importado para o setor produtivo nacional, a Petrobras.

Atualmente a companhia importa gás natural da Bolívia, via gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), e de outros países, na forma de gás natural liquefeito (GNL), por via marítima, internalizado por terminais de GNL.

Para uma primeira análise, o grupo obteve os preços e volumes mensais do gás importados por meio de consulta ao site *Comex Stat*<sup>3</sup> (<http://comexstat.mdic.gov.br>), administrado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC). Os preços e volumes do gás natural da Petrobras vendido às distribuidoras locais de gás canalizado, incluindo, portanto, o gás boliviano, o nacional e o importado via GNL, são divulgados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Boletim do Gás, elaborado pelo MME. Foram utilizados dados de janeiro de 2021 até setembro de 2023 (última edição disponível do Boletim do Gás).

Utilizou-se como premissa a suposição de que o preço final do gás natural vendido às distribuidoras contém uma parcela de cada uma das três fontes utilizadas pela Petrobras. Se considerar que todo o volume importado de GNL e de gás boliviano tenha sido utilizado para o suprimento às concessionárias de serviço local de gás canalizado, estima-se que, em 2023, cerca de 60% dessa demanda tenha sido atendida com o gás produzido pela Petrobras.

Para a obtenção da faixa de preços atribuíveis à parcela do gás nacional, foram calculados os valores mensais de gás adquiridos pelas concessionárias de gás canalizado, de acordo com a fatia de mercado da Petrobras (cerca de 78,7% do mercado na malha integrada de gasodutos), informada pela ANP, dos quais subtraíram-se os custos dos montantes importados pela empresa a partir da Bolívia e por meio de terminais de GNL. O resultado aponta o preço, por unidade de energia, que poderia ser atribuível ao gás nacional fornecido pela Petrobras ao mercado, e não considera os custos com transporte e nem outros que não são públicos, como os custos do frete, seguro e regaseificação do GNL. Além disso, por ser preço do gás especificado, ele inclui implicitamente o custo do escoamento e do processamento.

A Tabela 2 apresenta os custos encontrados e supostamente praticáveis do gás nacional da Petrobras, além dos custos e volumes médios do gás importado e do gás entregue pela Petrobras às distribuidoras:

---

<sup>3</sup> <http://comexstat.mdic.gov.br>

**Tabela 2:** Custos e volumes médios do GN nacional e importado nos últimos anos.

		<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Importação de GNL</b>	<b>Preço (US\$/MMBTU)</b>	11,20	33,07	11,53
	<b>Volume (MMm<sup>3</sup>/dia)</b>	24,99	2,54	0,24
<b>Importação da Bolívia</b>	<b>Preço (US\$/MMBTU)</b>	4,24	6,43	6,07
	<b>Volume (MMm<sup>3</sup>/dia)</b>	19,30	16,98	15,36
<b>Gás Petrobras para Distribuidoras</b>	<b>Preço (US\$/MMBTU)</b>	6,74	13,92	11,76
	<b>Volume (MMm<sup>3</sup>/dia)</b>	76,00	47,60	40,21
<b>Preço Atribuível ao Gás Nacional Petrobras</b>	<b>Preço (US\$/MMBTU)</b>	5,57	14,23	15,22

A formação de um portfólio para oferta de gás natural ao mercado, composto por gás nacional e importado, pode permitir à Petrobras fazer um preço médio.

Percebe-se que, de um lado, pela simples análise de preços, os preços Petrobras para as Concessionárias do Serviço Local de Gás Canalizado, nos anos de 2021 e 2022, foram inferiores ao preço do GNL importado. É possível que, mesmo em 2023, o preço tenha sido inferior, pois o GNL ainda tem custos adicionais que não foram considerados neste levantamento, como o frete, o seguro e a regaseificação. De outro lado, os preços do gás boliviano importado foram todos inferiores aos preços de venda da Petrobras no período considerado.

A questão do preço médio da Petrobras provoca outro efeito. Como essa empresa tem relevante participação no mercado de gás natural, acaba gerando uma referência de preço para seus concorrentes. Nesse sentido, mesmo que os concorrentes vendam apenas gás produzido localmente, introduzem indiretamente em seus preços os componentes dos preços internacionais, porém com custos produtivos internos não variáveis da mesma forma, o que pode levar a lucros significativos ou extraordinários.

Sob uma ótica de custos de produção nacional de gás natural, identifica-se, que ao longo do tempo, não há uma variação significativa nos custos de produção nacional, conforme observa-se no preço linear praticado pelas empresas quando da venda às concessionárias dos serviços locais de gás canalizado. Assumindo tal afirmação, os valores do Preço Atribuível ao Gás Nacional Petrobras em 2022 e 2023 podem ensejar a possibilidade de a Petrobras ter obtido lucros significativos, comparativamente ao ano de 2021. Isso ocorre pois o volume de GNL importado foi muito inferior nesses anos, em relação a 2021. Nessa situação, os demais comercializadores concorrentes que seguiram a precificação da Petrobras possivelmente obtiveram lucros significativos também, porém, sem ter incorrido no custo de importação de GNL, em detrimento do setor produtivo nacional consumidor do gás natural.

A definição prévia do preço médio com base em uma estimativa de composição do portfólio do agente, entre gás nacional e importado, pode ser prejudicial ao consumidor nacional, especialmente em um momento em que os preços internacionais do gás natural, principalmente o GNL, estejam bastante voláteis. Caso esse preço médio seja para negociações de contratos de suprimento de longo prazo, o prejuízo ao mercado concorrencial será ainda maior, pois estabelecerá um preço de referência que, possivelmente, não será aderente à estrutura do mercado no futuro. O preço fixado no presente momento acabará enrijecendo a dinâmica futura do mercado interno, comprometendo a concorrência ou retardando ainda mais a sua evolução e redução dos preços nacionais. As Concessionárias de serviços locais de gás canalizado, ao firmarem contratos de longo prazo, compelidas pelas “melhores condições de preços”, repassarão o ônus ao consumidor cativo, que será obrigado a honrá-los sem que tenha participado das negociações.

Além disso, ao fixar um preço médio para o longo prazo, o agente terá liberdade para escolher a melhor composição entre a produção de gás nacional e a importação de outros países, visando à maximização do seu lucro, o que dificulta a redução dos preços ao consumidor. Nesse cenário, pode até haver a preferência pela importação, em detrimento da produção nacional, a depender dos preços internacionais e riscos assumidos em cada atividade, o que impacta diretamente a arrecadação de participações governamentais, por exemplo, os *royalties*.

Em suma, a definição de um preço médio em contratos de suprimento de gás natural de longo prazo pelo agente dominante com as concessionárias de serviço local de gás canalizado pode ser bastante prejudicial ao desenvolvimento do mercado nacional concorrencial de gás natural em que se pretende promover maior oferta de gás nacional, ao mesmo tempo em que atribui risco e ônus ao consumidor, sem que ele tenha participado das negociações. Além disso, pode estabelecer um preço que permita lucros significativos aos produtores nacionais concorrentes, em detrimento do setor produtivo nacional.

### **Diagnóstico**

Prejuízo à concorrência entre a importação e produção nacional, não percepção dos reais preços e custos de produção nacional, incerteza sobre os preços de importação e margem adotada na comercialização, elevada dependência externa de gás natural importado, distorção e elevação dos preços percebidos pelos consumidores pelo preço médio ofertado pelo maior ofertante do mercado, que é o maior produtor nacional e maior importador nacional.

### **Proposta**

É desejável que:

#### **Atividades de Importação e Produção Nacional:**

- ao mínimo, seja realizada a separação regulatória das atividades de produção nacional e de importação que são naturalmente concorrentes entre si;

- a obrigatoriedade de envio de relatórios de custos de produção de gás natural nacional pelos produtores nacionais, por cada campo de produção, bem como dos preços praticados, visando à identificação do retorno obtido pelos agentes e a atratividade das atividades de exploração de petróleo e gás natural nacional;
- a obrigatoriedade de envio de relatórios de custos de importação de gás natural pelos importadores e de internação no país, bem como dos preços praticados no mercado, visando à identificação do retorno obtido na atividade e da sua viabilidade econômica; e
- a decisão entre a produção nacional ou importação não pode ficar a cargo dos produtores, ou de um mesmo agente que desempenha duas atividades concorrenciais entre si (produção nacional e importação de gás natural); ANP deve envidar esforços para aumentar a produção nacional e reduzir a dependência externa.

#### Contratos de Venda de Gás Natural:

- o estabelecimento de limites aos prazos previstos nos contratos de suprimento de gás natural, de forma que estes não fechem o mercado, principalmente no movimento de abertura, visando trazer liquidez e concorrência ao mercado nacional. Por exemplo: contratos anualizados com período máximo de 2 anos, pelo menos no momento da abertura do setor; e
- revisão dos atuais contratos de suprimento de gás natural.

#### Oferta de Gás Natural e Biometano Nacional:

- necessidade de monitoramento da oferta (somatório de todas as projeções de produção de gás natural rico e após unidade de processamento) e da demanda de gás natural e seus derivados, pela Agência Reguladora, de forma a garantir o abastecimento nacional (demanda atual e demanda futura) e proteger os interesses dos consumidores quanto a preço e oferta;
- decisão de produção de gás natural nacional e sua oferta ao mercado nacional ou internacional ou a importação de gás natural para abastecimento interno (capturar melhor custo de oportunidade) não pode ficar a cargo do produtor, conforme seu interesse, inclusive, pelo fato de serem naturalmente concorrentes entre si;
- a ANP deve reforçar que os concessionários e contratados de E&P busquem a maior oferta possível de gás natural ao mercado;
- os produtores devem honrar seus compromissos de produção de petróleo e gás natural, inclusive cumprindo os prazos originais contidos nos Contratos de Exploração de Petróleo e Gás Natural;
- necessidade de ações para aumento da oferta de biometano e da oferta de gás natural rico pelos produtores de gás natural, como a realização de novos leilões, os quais devem indicar os volumes de petróleo e gás natural

estimados, que deverão ser ofertados ao mercado, visando garantir o abastecimento nacional e proteger os interesses dos consumidores quanto à oferta e preço de gás natural;

- monitoramento dos retornos obtidos pelos produtores nacionais, principalmente no cenário de escassez de oferta, que acaba favorecendo o aumento arbitrário dos preços (cenário prejudicial à promoção da concorrência entre os produtores nacionais - concorrência interna - e entre estes e os importadores de gás natural - concorrência externa);
- criação de ferramentas regulatórias para possível aplicação nos cenários de escassez de oferta (cenário prejudicial à concorrência) ou quando da constatação de abusos por qualquer agente do setor, como:
  - o estabelecimento de **termo de ajuste de conduta** pelos agentes do setor, visando corrigir eventuais abusos dos preços praticados pelos ofertantes de gás natural, ou outras empresas do setor, como os operadores/investidores de infraestruturas, para que estes obtenham retornos econômicos justos e razoáveis no desempenho das atividades econômicas integrantes da cadeia de abastecimento, na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço e sustentabilidade econômica do setor; e
  - **regras de exportação**: restrição de exportação de gás natural quando constatado risco de abastecimento interno ou redução de oferta que possa prejudicar a concorrência nacional (cujos reflexos atingem, ao final, a economia nacional e a sociedade brasileira), ou seja, a exportação somente será possível se for constatado o interesse público e não o interesse do agente produtor, exclusivamente.

#### **4.1.1.2 Importação de GNL**

Nesta subseção, será apresentada uma análise sobre o impacto da importação de GNL.

O Gráfico 3 mostra a participação do GNL importado na oferta total ao mercado nacional. Percebe-se que há momentos com picos de importação de GNL, associados à maior demanda de geração termelétrica.

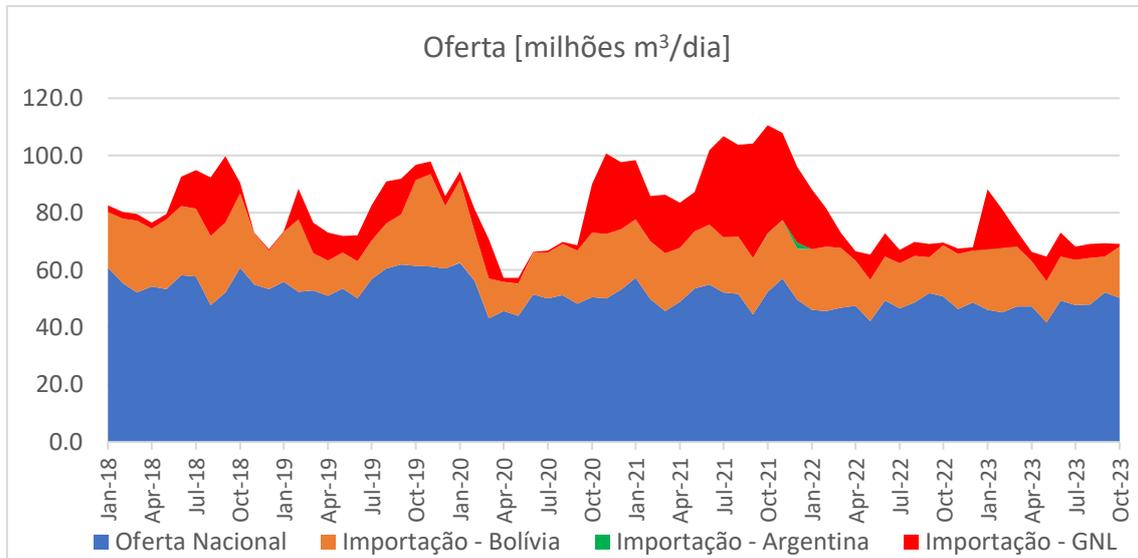
Já o Gráfico 4 mostra a variação do preço do gás no mercado nacional (preços dos contratos da Petrobras) e referências internacionais.

A importação do GNL, apesar de permitir a segurança do suprimento energético no país, sofre variação significativa de preço, como pode ser visto no gráfico, e introduz no mercado interno de gás natural fatores que são decorrentes de conjunturas externas.

Essa exposição se reflete inclusive na conjuntura econômica do país, pois os impactos da volatilidade de preços internacionais se estendem do preço do gás no mercado ao setor produtivo nacional. Os subsídios cruzados, sobre os quais não há transparência, são incorporados nos preços médios e afetam a competitividade dos produtos nacionais que dependem do gás natural, com reflexos na macroeconomia, com

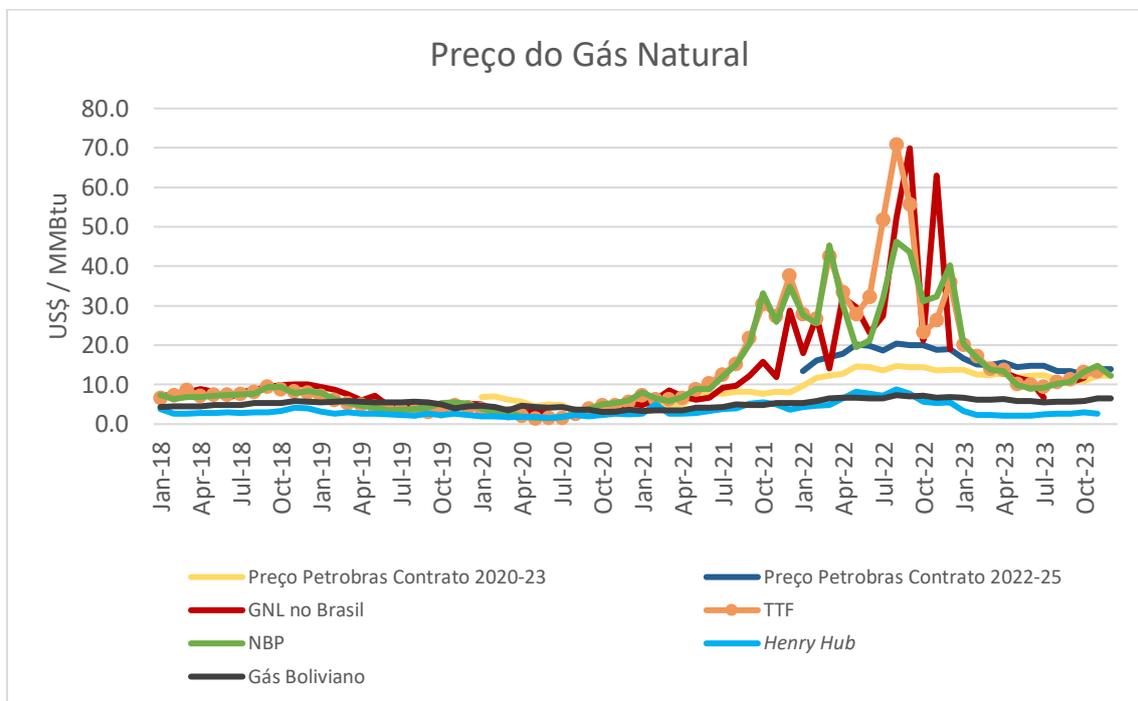
graves efeitos na competitividade do país no cenário internacional e na geração de emprego e renda nacional.

**Gráfico 3:** Participação do GNL na oferta de gás natural



**Fonte:** Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural

**Gráfico 4:** Preços do gás natural – referências nacionais e internacionais.



**Fonte:** Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Ainda no Gráfico 4, pode-se verificar os comportamentos dos preços do gás no *Henry Hub*, referência nos Estados Unidos, e do gás boliviano, que têm menor oscilação

em relação aos preços internacionais, decorrente de excesso de produção nacional de gás natural.

Conforme observado no mercado interno de gás natural nos Estados Unidos, o excesso de oferta de gás natural pelos produtores nacionais é essencial para estabelecimento do processo competitivo e formação dos preços nacionais, os quais produzem dois efeitos positivos: i) a redução dos preços observados pelos consumidores, por meio da concorrência no suprimento da molécula; e ii) a “blindagem” do mercado interno, afastando a volatilidade dos preços internacionais de GNL.

O setor de gás natural nos Estados Unidos já enfrentou período em que dependia de importação de gás natural, sujeitando-se à variabilidade dos preços internacionais. Com o desenvolvimento principalmente da produção de gás natural dos folhelhos (*shale gas*), os EUA passaram a ser autossuficientes e estabeleceram um mercado interno altamente competitivo com grande reflexo na redução dos preços internos, bem como da sua estabilidade, permitindo atender seu mercado interno, chegar à condição de exportador líquido de gás natural e proteger a economia americana.

Observa-se que para tal, as regras setoriais são bem estabelecidas visando proteger a economia do país, com regras visando garantir a oferta interna de gás natural, inclusive por meio do controle da exportação de gás natural (regras de exportação), além de outras medidas regulatórias, como a determinação de investimentos ou de ampliação de capacidade de escoamento e processamento, se viável técnica e economicamente, e monitoramento e planejamento do abastecimento de forma a atender os consumidores nacionais.

Durante o GT-GE, observamos os Estados Unidos agindo na prática na qual o Governo Americano indica “Administração Biden-Harris anuncia pausa temporária nas aprovações pendentes de exportações de gás natural liquefeito<sup>4</sup>”

Hoje, a Administração Biden-Harris anuncia uma pausa temporária nas decisões pendentes sobre as exportações de Gás Natural Liquefeito (GNL) para países não ACL até que o Departamento de Energia possa atualizar as análises subjacentes às autorizações.

**As atuais análises econômicas e ambientais que o DOE utiliza para sustentar as suas autorizações de exportação de GNL têm cerca de cinco anos e já não consideram adequadamente considerações como potenciais aumentos dos custos de energia para os consumidores e fabricantes americanos, para além das autorizações atuais.**

Além da exposição da economia nacional, a decisão unilateral dos agentes pela importação de GNL também causa prejuízos para a União, estados e municípios, pois o gás importado não gera receita para o Estado, como acontece com a exploração do gás natural nacional, pois, neste último, incidem participações governamentais pela exploração dos recursos nacionais e gera emprego e renda no país.

A Tabela 3 mostra as perdas na arrecadação de *royalties*, caso as importações ocorridas entre os anos 2019 e 2023 fossem substituídas pela produção nacional, lembrando que, em média, 46% foi reinjetada.

No período, as importações de gás natural representaram, em média, 28 milhões de metros cúbicos por dia, o que correspondeu a quase 40% da demanda total, que foi de 75 milhões de metros cúbicos por dia. A reinjeção do período foi superior a mais que

---

<sup>4</sup> disponível em: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2024/01/26/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-temporary-pause-on-pending-approvals-of-liquefied-natural-gas-exports/>

o dobro das importações, contabilizando, em média, 61 milhões de metros cúbicos por dia.

Caso o volume importado fosse substituído pela produção nacional, o acréscimo de receita para os produtores seria da ordem de US\$ 5,5 bilhões, ou R\$ 27 bilhões, considerando o preço médio de US\$ 2,86/MMBtu. Em complementação, a receita com *royalties* seria de US\$ 546 milhões, ou R\$ 2,7 bilhões.

**Tabela 3:** Perda de *royalties* por importação de gás natural.

Importação	Média 2019	Média 2020	Média 2021	Média 2022	Média 2023	Média do período
MMm <sup>3</sup> /dia						
Bolivia	18,67	17,88	19,85	17,51	15,43	17,868
GNL	8,28	8,38	26,15	6,53	1,53	10,174
Volume total						
m <sup>3</sup> /ano	9.836.750.000	9.584.900.000	16.790.000.000	8.774.600.000	6.190.400.000	10.235.330.000
MM BTU/ano	366.906.005	357.512.122	626.258.859	327.288.325	230.898.918	381.772.846
Preço gás referência (US\$/MMBTU)						
\$ 2,86						
Receita Produtores US\$	1.049.351.174,93	1.022.484.669,90	1.791.100.335,70	936.044.610,22	660.370.906,38	1.091.870.339
Receita Produtores R\$	4.139.690.385,12	5.271.930.958,00	9.662.986.311,08	4.834.670.411,79	3.298.552.677,36	5.441.566.149
R\$/US\$	3,945	5,156	5,395	5,165	4,995	4,93
Royalties 10%						
Royalties em US\$	104.935.117,49	102.248.466,99	179.110.033,57	93.604.461,02	66.037.090,64	109.187.034
Royalties em R\$	413.969.038,51	527.193.095,80	966.298.631,11	483.467.041,18	329.855.267,74	544.156.615
	Possível acréscimo de receita para produtores nacionais	\$ 5.459.351.697,13		Royalties perdidos	\$ 545.935.169,71	
		R\$ 27.207.830.743,34			R\$ 2.720.783.074,33	

Oportuno comentar ainda que, entre o período de 2021 e 2023, somente a Petrobras importou aproximadamente R\$ 34,1 bilhões de reais em GNL com preço médio ponderado de US\$ 15,42/MMBtu. Esse preço médio é alto se comparado ao preço médio na saída da UPGN de US\$ 12,08/MMBtu, sem tributos, como foi apresentado na parte introdutória desta seção, e ainda faltando somar outros custos como frete, seguro e regaseificação aqui no país.

Destaca-se que o montante de R\$ 34,1 bilhões, pagos ao fim pelos consumidores nacionais, poderia ter sido investido em diversas infraestruturas no país, de forma a aproveitar melhor o energético nacional, que, em parte é reinjetado por carência de infraestruturas. O investimento na expansão das infraestruturas contribuiria para maior produção de gás natural e respectivas participações governamentais e geraria empregos e renda no país, além de diversas outras externalidades positivas para a sociedade.

Por exemplo, a unidade de processamento de gás natural (UPGN) do Polo Gaslub (ex-Comperj) e o gasoduto de escoamento Rota 3 custarão aos consumidores nacionais R\$ 12,86 bilhões e disponibilizará uma capacidade de oferta de mais 20 MM m<sup>3</sup>/dia de gás nacional.

Observa-se que o valor importado de GNL de R\$ 34,1 bilhões permitiria construir ao menos dois novos gasodutos e duas novas UPGNs e ainda sobrariam R\$ 8,38 bilhões. Enquanto isso, mais de 50% da produção nacional de gás rico, com frações de derivados como o gás liquefeito de petróleo (GLP), estão sendo reinjetados.

Muito se sabe que um dos motivos da elevada reinjeção do gás natural no Brasil decorre da carência das infraestruturas de escoamento e processamento.

Novamente, recorreremos às boas práticas internacionais, com a experiência dos Estados Unidos, que possui um comportamento regulatório que visa garantir maior oferta de gás natural nacional, a ponto de o seu órgão regulador determinar ampliação de capacidade das infraestruturas, observada a viabilidade técnica e econômica, conforme indicado abaixo, retirado do Código dos Estados Unidos (*US Code*), Título 43 – Terras Públicas, Capítulo 29 – Terras Submersas, Subcapítulo III – Terras da Plataforma Continental Exterior; § 1334. Administração da locação, item “f”, que estabelece os princípios competitivos que regem a operação de gasodutos (tradução livre, grifos nossos):

**(f) PRINCÍPIOS COMPETITIVOS QUE REGEM A OPERAÇÃO DE GASODUTOS**

1) [...] o transporte por dutos sobre ou através da Plataforma Continental exterior de petróleo ou gás exigirá que o duto seja operado de acordo com os seguintes princípios competitivos:

(A) O duto deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto aos carregadores proprietários quanto aos não proprietários.

(B) A pedido específico de um ou mais carregadores proprietários ou não proprietários capazes de fornecer um nível garantido de volume de transferência, e na condição de que o carregador ou os carregadores que solicitam tal expansão sejam responsáveis por suportar sua parte proporcional dos custos e riscos relacionados a ele, a **Federal Energy Regulatory Commission pode, ao constatar, após audiência plena, com o devido aviso às partes interessadas, de que tal expansão está dentro dos limites tecnológicos e de viabilidade econômica, ordenar uma subsequente ampliação da capacidade de transferência** de qualquer duto para o qual a licença, licença, facilidade, direito de passagem ou outra concessão de autoridade seja aprovada...

Esse comportamento regulatório é essencial, pois visa proteger a concorrência por meio da oferta do gás natural nacional e, ao fim, a economia nacional.

Com a sua replicação e aplicação no Brasil, em poucos anos, seria possível construir infraestrutura para o aumento da oferta de gás nacional, substituindo a importação de GNL.

Essa avaliação demonstra a **necessidade de adoção de uma nova estratégia para a política energética do país** visando a **redução da importação de GNL** e o **fortalecimento e ampliação da produção e oferta de gás natural e biometano nacionais**. A importação de GNL para a segurança energética, como visto, fica sujeita a conjunturas externas, inclusive preços altos, afetando a competitividade da indústria nacional. Para **promover o aumento da oferta de gás nacional**, é **necessária a implementação de infraestruturas para maior oferta de biometano e para o escoamento e processamento de gás natural**, tendo em vista o enorme potencial de produção de gás e biometano a preços competitivos e redução da reinjeção por falta de infraestrutura.

### **Diagnóstico**

A **decisão entre investir em infraestruturas nacionais ou importar gás natural deve ser feita com base no planejamento do Estado e na ação da ANP**. A escolha de investimentos em infraestruturas deve ser considerada de interesse nacional visando à **garantia do abastecimento nacional** (a médio e longo prazos) e ao **atendimento dos interesses dos consumidores nacionais**.

## Propostas

É desejável que:

- conforme acontece na aprovação dos Planos de Desenvolvimento e nos Planos Anuais de Produção dos campos de petróleo e gás natural, os investimentos em toda e qualquer infraestrutura no país precisam ser cobradas e determinadas pelo regulador, visando atender o interesse público da garantia do abastecimento nacional e os interesses dos consumidores;
- as infraestruturas de escoamento, processamento e transporte precisam estar disponíveis e serem suficientes para atender o pico de demanda de todos os consumidores nacionais, pois todos os custos, ociosidades, ineficiências e riscos de todas as atividades, ao final, são incorporadas ou se refletem nos preços pagos pelos consumidores nacionais;
- infraestruturas nacionais (escoamento, processamento e transporte) devem ser dimensionadas para atender o pico de demanda nacional (sazonalidade do mercado nacional das termoelétricas); e
- transparência e segregação das contas e custos de importação (de GNL e de gás boliviano) e da produção nacional.

### **4.1.1.3 Ociosidade das Instalações Nacionais**

#### 4.1.1.3.1 Terminais de GNL

Em 2022 e 2023, o volume de regaseificação de GNL nos seis terminais em operação no Brasil foi muito baixo, em comparação a 2021, conforme mostra a Tabela 4.

**Tabela 4:** Volumes regaseificados de GNL nos terminais de GNL, em MM m<sup>3</sup>/dia

<b>Terminal</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Terminal GNL de Pecém	1,69	0,53	0,64	0,47	0,22
Terminal GNL da Baía de Guanabara	0,00	2,60	14,55	2,06	0,02
Terminal GNL da Bahia	6,59	4,63	7,97	3,34	0,61
Terminal GNL de Sergipe	-	0,62	2,07	0,36	0,00
Terminal GNL Porto do Açu	-	-	0,92	0,28	0,03
Terminal Karpowership	-	-	-	0,04	0,06
<b>TOTAL</b>	<b>8,28</b>	<b>8,38</b>	<b>26,15</b>	<b>6,53</b>	<b>0,94</b>

**Fonte:** Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Desses terminais de GNL, dois eram operados pela Petrobras: o terminal de GNL de Pecém e o da Baía de Guanabara. O terminal de GNL da Bahia, embora de

propriedade da Petrobras, foi arrendado para Exceletrate Energy a partir do final de 2021.

O terminal de GNL de Pecém tem capacidade de movimentação de 7 MM m<sup>3</sup>/dia e o terminal da Baía de Guanabara, de 30 MM m<sup>3</sup>/dia. Entretanto, os volumes regaseificados em 2022 e 2023 foram significativamente baixos. Considerando isso, pode-se aventar que o custo de sua manutenção e do investimento incorrido está incluído no preço médio do gás vendido pela Petrobras. Assim, novamente, há a possibilidade de o custo das infraestruturas ociosas ser incorporado no preço do gás da Petrobras, com pouca transparência em sua formação.

Vale observar também que, desses terminais de GNL, três estão isolados, estando dedicadas a suprimento de gás natural para usinas termelétricas (UTES) a eles conectados.

No terminal da UTE Porto Sergipe, cuja Unidade de Armazenamento e Regaseificação Flutuante (do inglês, FSRU) conta com capacidade de armazenamento de 170 mil m<sup>3</sup> de GNL, a média de uso do terminal em 2023 foi de 12.962 m<sup>3</sup> do gás liquefeito, o que representa uma ociosidade de 92%. O terminal chegou a receber uma única carga de 140 mil m<sup>3</sup> de GNL, que foi exportada, e, portanto, não foi contabilizada como uso efetivo do terminal.

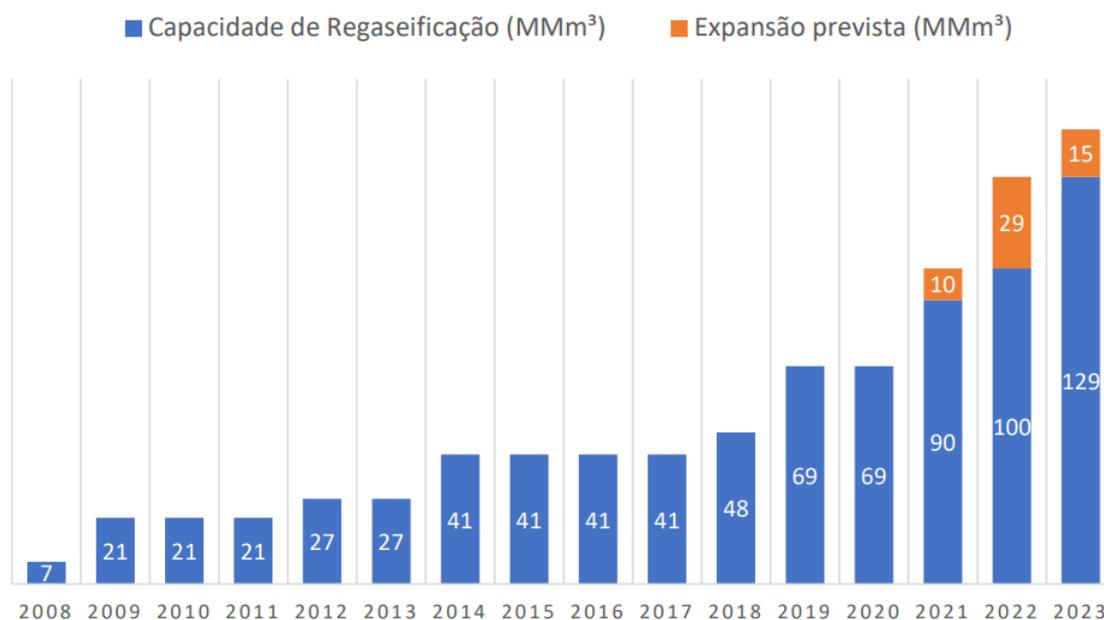
A situação no Terminal Porto do Açú, no Rio de Janeiro, no qual se localiza a UTE GNA I, não é muito diferente. Com capacidade de armazenamento de 173,4 mil m<sup>3</sup> de GNL, ao longo do ano de 2023, apesar de o terminal operar com capacidade ociosa média de 35%, recebeu apenas uma carga de 37 mil m<sup>3</sup> de GNL e contou com três pequenas atividades de regaseificação nos meses de junho, novembro e dezembro, que, em média, totalizam 0,53 MMm<sup>3</sup>/dia.

Ao observarmos a capacidade de todos os terminais de GNL instalados no país, observamos uma capacidade disponível superior ao maior pico de demanda por gás natural no Brasil, conforme Gráfico 5, constante do Plano Indicativo de Terminais de GNL realizado pela EPE.

Dessa forma, torna-se **essencial o compartilhamento dos terminais de GNL**, por meio da garantia de acesso prevista na Lei nº 14.134/2021, pois o **custo da ociosidade será incorporado nos produtos vendidos, seja no preço do próprio gás natural, seja no preço da energia elétrica**. Para o efetivo compartilhamento, é necessário o entendimento dos **terminais como um modelo de negócio próprio**. A transparência dos custos dos terminais de GNL é imprescindível, para evitar subsídios cruzados com suas cargas, por exemplo.

Além disso, é recomendável que os **terminais de GNL estejam conectados ao sistema de transporte dutoviário**, para aumentar a **possibilidade de compartilhamento**, além de dar **maior segurança às próprias UTES** a que estão conectados, por permitir **diversificação de fontes de suprimento**, inclusive com a possibilidade de suprimento de gás natural nacional no futuro, com vistas à redução dos preços da geração termelétrica, bem como do melhor aproveitamento dos energéticos nacionais.

**Gráfico 5:** Evolução da capacidade de regaseificação dos terminais de GNL no Brasil.



### **Diagnóstico**

Elevada ociosidade e capacidade instalada maior que o pico de demanda nacional, incluindo o pico de demanda do setor termoeletrico.

- Em relação aos Terminais construídos pela Petrobras:
  - o investimento incorrido e custos de manutenção e disponibilidade possivelmente estão incorporados no preço médio do gás natural fornecido pela Petrobras, fator que onera o preço percebido pelo consumidor nacional e eleva os preços dos demais produtores nacionais artificialmente.
- Terminais construídos pelos importadores privados:
  - Estão desconectados do sistema de transporte, fator que impede o fornecimento de gás natural pelos produtores nacionais e a conseguinte redução da dependência externa. Alguns terminais estão buscando se conectar a malha de transporte integrada.
  - Destaca-se que toda ociosidade destes terminais, das Unidades de Regaseificação e das respectivas disponibilidades de cargas de GNL e dedicadas estão sendo suportadas pelos leilões realizados pelo setor elétrico, fator que onera, ao fim, o custo de energia elétrica aos consumidores.

### **Proposta**

É desejável que:

- ao mínimo seja realizada a separação regulatória das atividades logísticas e de regaseificação dos terminais de GNL (atividade não concorrencial) da atividade de importação de GNL (atividade concorrencial), independentemente se o exercício das atividades é verticalizado ou não;

- a atividade de regaseificação e dos terminais de GNL seja tratado como um modelo de negócio específico, com transparência dos custos (devido valor do acesso e da remuneração do investimento incorrido);
- Efetivar o compartilhamento destas instalações por diversos usuários, por meio da garantia do acesso prevista na nova Lei nº 14.134/2021, fator que contribuirá para a redução dos preços de energia elétrica e do preço de gás natural pagos pelos consumidores nacionais;
- autorizar a construção de terminais de GNL somente se houver a constatação de necessidade, tendo em vista que o somatório da capacidade existente dos atuais terminais supera toda a demanda nacional (considerando o pico de demanda);
- o estabelecimento das regras de conexão das infraestruturas de escoamento, processamento e terminais de GNL ao próprio sistema de transporte dutoviários de forma a:
  - permitir a devida concorrência entre fontes de suprimento de gás natural (nacionais e importadas);
  - aumentar a concorrência no fornecimento de gás natural, pela concentrar a Oferta e Demanda nos sistemas integrados, para que os produtores nacionais de E&P possam suprir gás natural, e seus derivados, para todos os consumidores nacionais, inclusive para as termoelétricas;
  - evitar a formação de sistemas isolados;
  - mitigar a discrepância na formação de preços entre as regiões do país, fator que pode promover distorções concorrenciais entre as fontes de suprimento de gás natural ou a diferente competitividade entre os próprios consumidores nas diversas regiões do país; e
  - promover maior segurança jurídica para os investimentos nas infraestruturas nacionais, pela previsibilidade de demanda no sistema ao longo da sua vida útil, efeito que promove a modicidade tarifária e a diminuição do retorno de capital pretendido pelo investidor.
- acelerar a conexão dos terminais de GNL e das UTEs de forma a compor o sistema integrado de gás natural, sendo efeito positivo para o país pelo:
  - aumento da segurança energética nacional, com redução da dependência externa de gás natural e GNL importados;
  - mitigação da formação de unidades e sistemas isolados;
  - aumento da produção nacional de gás natural, gerando emprego e renda no país;
  - aumento das receitas dos produtores nacionais pela venda do gás, com conseqüente aumento da arrecadação de royalties para o país;
  - possibilidade de redução de preços de energia elétrica, pela oferta de gás natural nacional a menores preços e pelo compartilhamento dos terminais de GNL, gerando redução de custos; e

- modicidade tarifária no transporte dutoviário, tendo em vista a maior demanda no sistema, e os baixíssimos investimentos necessários para conexão.
- acelerar a integração regulatória entre os setores de gás natural e de energia elétrica; e
- seja avaliada a incorporação de alguns terminais de GNL no sistema de transporte, visando a sua manutenção e disponibilidade (garantia do abastecimento), quando sua completa ociosidade for observada, decorrente do suprimento da demanda do mercado nacional totalmente por gás natural e biometano nacionais, ou seja, quando não houver mais suprimento ou dependência de importação de GNL.

#### 4.1.1.3.2 Ociosidade das UPGNs

Observa-se também ociosidade nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), conforme dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023, publicado pela ANP.

A Tabela 5 mostra o fator de utilização das UPGNs em 2022. A maior parte é da Petrobras. No geral, a ociosidade das UPGNs foi de 47% em 2022. O custo dessa ociosidade, muito provavelmente, está inserido nos preços do gás natural vendido pela Petrobras.

**Tabela 5: Perda de royalties por importação de GNL.**

**Tabela 2.34 - Capacidade de processamento<sup>1</sup> de gás natural, segundo polos produtores - 31/12/2022**

Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (mil m <sup>3</sup> /dia)	Carga de Produção em 2022 (mil m <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	Capacidade Utilizada em 2022 (mil m <sup>3</sup> /dia)	Fator de Utilização %
<b>Total</b>			<b>101.810,0</b>	19.574.754,8	53629,46521	53%
Urucu	Coari (AM)	1993	12.200,0	4.302.916	11788,81137	97%
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	350,0			0%
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5.700,0	103.885	284,6156822	5%
Origem Energia	Pilar (AL)	2003	1.800,0	320.231	877,3446877	49%
Catu	Pojuca (BA)	2022	2.000,0	492.750	1349,998767	67%
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0	962.102	2635,89589	44%
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18.100,0	745.475	2042,39726	11%
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0	40.705	111,5205479	4%
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5.000,0	389.902	1068,224938	21%
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	25.160,0	7.219.621	19779,78361	79%
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.500,0			0%
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20.000,0	4.841.799	13265,20274	66%
Alvopetro	Mata de São João (BA)	2020	500,0	155.369	425,6697205	85%

Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP n° 852/2021.

<sup>1</sup>Volume no estado gasoso.

Considerando que os dutos de escoamento da produção foram dimensionados para atender a capacidade de cada unidade de processamento de gás natural, os dutos de escoamento da produção podem estar com ociosidade similar ou até maior.

Vale considerar também que a UPGN do Polo Gaslub, mencionado anteriormente, com capacidade de processamento de 21 MM m<sup>3</sup>/dia de gás rico, está em construção desde 2008, no que era conhecido como Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), com previsão inicial de entrega em 2012, porém com atraso de 10 anos. A ela está conectada o gasoduto de escoamento denominado Rota 3, de 18 MM m<sup>3</sup>/dia, o qual está praticamente concluído, mas, pela falta da UPGN, não pode entrar completamente em operação (a Rota 3 tem conexão, em seu traçado, com outro

gasoduto de escoamento, o Rota 2, de modo que consegue movimentar gás até esse ponto).

Pode-se imaginar que os sucessivos atrasos de entregas destas obras, e até mesmo a ociosidade de uma infraestrutura decorrente de outra infraestrutura em atraso, geram custos que podem estar sendo incorporados no preço final do gás natural vendido pela Petrobras, inclusive com a sua própria remuneração.

Ademais, como a Rota 3 visava atender alguns campos de produção de petróleo e gás natural, a sua falta pode estar provocando a reinjeção adicional de gás natural, com prejuízo a própria Petrobras, seus consorciados, outros campos produtivos que podem requerer acesso ao escoamento e processamento de gás natural, com reflexos diretos na maior oferta de gás natural, redução de receita dos produtores de gás natural, perda de arrecadação de participações governamentais pelo Estado Brasileiro e prejuízos aos consumidores pela falta de oferta de gás natural.

Nesse caso, como o país é dependente de importação de GNL, o custo incorporado no preço observado pelos consumidores se torna maior, pois o gás que deixou de ser disponibilizado ao mercado está sendo substituído por gás importado, na forma de GNL, expondo o país a preços internacionais com alta volatilidade.

Outro aspecto a considerar em relação a tais UPGNs, se deve ao **fator de utilização da UPGN de Caraguatatuba/SP**, que opera a 66% de sua capacidade (Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP nº 852/2021), apesar de estar junto ao maior polo produtor de gás natural do país, a Bacia de Santos.

A unidade de processamento de Caraguatatuba opera em carga reduzida decorrente da redução de produção do Campo de Mexilhão e falta de investimento nesta unidade de processamento para separação de etano. O aumento da produção desta unidade acarreta a entrega de gás natural no sistema de transporte fora da especificação estabelecida pela ANP e a falta do investimento na unidade, além de restringir maior oferta de gás natural e gerar a ociosidade operativa, incitou a discussão da revisão da resolução de especificação da qualidade do gás natural no Brasil, gerando um grande debate no setor, além do comprometimento do abastecimento nacional.

Destaca-se que a falta de investimento em Caraguatatuba, além de resultar num impacto aos preços aos consumidores pela ociosidade da instalação, resultou numa redução de oferta de gás natural, que resultam num total de 91.723.918 MMBTU/ano, que poderiam ter sido processados, se produzidos.

A falta de investimento tem uma segunda implicação, porquanto ao não processar tal capacidade se deixou de arrecadar nos últimos 7 (sete) anos um valor de R\$ 1.078.673.274,63 (R\$ 1,08 bilhões) a título de **royalties**.

Diante disso, **é importante a transparência dos custos das infraestruturas, para evitar a cobertura de ineficiências e ociosidades indevidas nos preços do gás**. Isso é relevante também no compartilhamento das infraestruturas, para que os terceiros paguem a remuneração justa e adequada pelo acesso. Deve-se exigir ainda o cumprimento do cronograma de implantação das infraestruturas como UPGN e gasodutos de escoamento, que, sendo compartilhados, visam atender não só o proprietário, mas também terceiros, sendo estas infraestruturas essenciais para o aumento e garantia da oferta de energético aos consumidores nacionais.

## **Diagnóstico**

- Atraso de obras gera impacto na oferta de gás natural nacional, com prejuízos:
  - para os consumidores:
    - que podem estar pagando o valor das infraestruturas inacabadas, inclusive a remuneração pelo investimento incorrido, nos atuais preços de fornecimento de gás natural;
    - que não observam excesso de oferta de gás natural, fator essencial para a redução dos preços internos (prejuízo a concorrência).
  - para produtores nacionais:
    - concorrentes consorciados à Petrobras que não conseguem ofertar suas produções pela carência de infraestrutura; ou
    - outros produtores nacionais concorrentes que busquem acesso aos dutos de escoamento e unidades de processamento.
  - para o Estado:
    - pelo impacto na arrecadação de participações governamentais, como o atraso na arrecadação de royalties de produção de gás natural, por exemplo.
- elevada ociosidade que possivelmente é suportada pelos consumidores nacionais pelo preço médio ofertado pelo maior produtor nacional.

## **Propostas**

É desejável que:

- ao mínimo seja realizada a separação regulatória de cada uma das atividades logísticas de escoamento dutoviário e da unidade de processamento (atividade não concorrencial) da atividade de importação de GNL (atividade concorrencial), independente se exercício das atividades sejam verticalizadas ou não;
- a atividade de escoamento dutoviário e unidade de processamento seja tratada como um modelo de negócio específico, conforme a atividade de transporte dutoviário, de forma a atrair investidores privados e infraestruturas, com transparência dos custos (devido valor do acesso a infraestruturas e da remuneração do investimento incorridos);
- ao tratar como modelo de negócio específico, somente reconhecer o investimento incorrido, para pagamento pelo consumidor / usuário do acesso, quando houver a conclusão da obra e a sua entrada em operação; e
- o estabelecimento de penalidades ao investidor de infraestruturas e/ou ao explorador de petróleo e gás natural ou biogás que atrasar a entrada em operação das respectivas atividades necessárias ao abastecimento nacional, de forma a mitigar o descasamento dos prazos entre os projetos de exploração e produção dos projetos de escoamento e de processamento,

bem como dos importadores e dos terminais de GNL (inclusive com sua conexão ao transporte), e do produtores de biogás com as instalações de escoamento, processamento, com vista a efetivar a oferta desses novos produtores/importadores de energéticos para atendimento ao mercado nacional (atingir o *flow assurance*<sup>5</sup>).

- os projetos de infraestruturas nacionais, como escoamento dutoviário, unidades de processamento e transporte dutoviário:
  - tenham o planejamento integrado e coordenado, de modo a atender o interesse de múltiplos agentes, existentes ou potenciais, com o menor custo aos consumidores finais;
  - respeitem os prazos de entrada em operação sinérgicos com os prazos previstos para os projetos de exploração e produção de gás natural;
  - paguem penalidades pela não entrada ou atraso da entrada em operação de infraestruturas essenciais para a garantia do abastecimento nacional, de forma que sejam evitados atrasos ou impactos a produção de petróleo e de gás natural nacional, e vice-versa;
- a Agência Reguladora possa determinar a ampliação da infraestrutura existente (visando ajustar as capacidades, as especificações de entrada do gás nas UPGNs e, principalmente, os produtos a serem fornecidos ao mercado nacional) ou até mesmo a construção de nova infraestrutura;
- monitoramento da ANP das capacidades das infraestruturas, de forma a mantê-las em elevado nível de utilização;
- o órgão regulador deve dar preferência e realizar leilões em regiões que possuam infraestruturas disponíveis e possam ser utilizadas, com vistas a aumentar a oferta de gás natural nas regiões ou nos polos que contenham as infraestruturas existentes, sendo estas medidas benéficas:
  - aos consumidores, que receberão gás natural a menores preços, pois infraestruturas existentes podem estar depreciadas;
  - aos investidores das infraestruturas, que terão maior previsibilidade de recebimento do investimento incorrido, com a devida remuneração do capital;
  - aos produtores, que conseguirão chegar facilmente ao mercado nacional, tendo em vista a disponibilidade da infraestrutura existente.
- aumentar a oferta de gás natural em cada um dos polos produtores;
  - realização de novos leilões nas regiões com infraestruturas ociosas;
  - ampliação da produção existente;

---

<sup>5</sup> A garantia de fluxo (*flow assurance*) é um termo relativamente novo na indústria de petróleo e gás. Refere-se a garantir o fluxo econômico e bem-sucedido do fluxo de hidrocarbonetos do reservatório até o ponto de venda.

- revisão dos Planos de Desenvolvimento existentes, visando a redução da reinjeção além do tecnicamente necessário, conforme já abordado; e
- cobrança de investimentos em campos maduros.

#### **4.1.1.4 Direito de Crédito de PIS/Pasep e Cofins do Gás Importado da Bolívia**

Por força do Decreto nº 681, de 11 de novembro de 1992, que trata do acordo entre Brasil e Bolívia de fornecimento de gás natural, foi definido que o gás importado da Bolívia está isento de PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação, conforme detalhado na subseção 4.1.3.2. Complementarmente, a Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, em seu art. 16, § 1º, prevê o direito aos créditos de PIS/Pasep e Cofins para esse caso.

Como resultado, o importador de gás natural boliviano passou a ter o direito de se creditar do valor do PIS/Pasep e da Cofins que seria devido não fosse a isenção. Quando o gás boliviano integra um portfólio para oferta de gás natural ao mercado, não é possível identificar o efeito desse direito de crédito de PIS/Pasep e da Cofins no preço final. Como sobre o gás natural nacional incide o PIS/Pasep e a Cofins, é possível que esse direito aos créditos que incidiriam sobre a importação do gás boliviano torne-se lucro do importador. Mesmo no caso de um importador que importe apenas o gás boliviano, caso venda no mercado nacional ao preço dos concorrentes, o benefício do direito aos créditos de PIS/Pasep e da Cofins não chega até o consumidor final.

Vale comentar também que a alíquota de PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação incidentes sobre o GNL importado fica reduzido a 0, nos termos do art. 8º, § 12, XVI, da Lei nº 10.865/2004, embora, neste caso, não haja direito a crédito dos tributos. Como na venda do gás regaseificado incidem o PIS/Pasep e a Cofins, o efeito, neste caso, seria semelhante a diferimento.

#### **Diagnóstico**

- Não há clareza sobre o benefício do direito de crédito de PIS/Pasep e da Cofins sobre o gás boliviano com isenção desses tributos na importação.

#### **Propostas**

- É desejável maior equidade de tributação do gás natural nacional, em relação ao gás importado.

#### **4.1.2 A Modelagem Econômica do Escoamento Dutoviário e das Unidades de Processamento e do *Hub* de Gás Natural como Modelo de Negócio**

Como visto na seção anterior, a verticalização de atividades de produção de gás natural com as atividades de infraestruturas, como a atividade de escoamento dutoviário, dificultam a percepção dos custos, da eficiência e da própria viabilidade econômica de cada elo da cadeia que compõe o setor.

Neste sentido, de forma a auxiliar a avaliação pelos integrantes do Comitê Temático 2, o MME solicitou à EPE a realização de diversos estudos para investigar a viabilidade econômica dos sistemas de escoamento dutoviário e processamento de gás natural como um modelo de negócio independente da produção de gás natural, conforme a recomendação do BNDES, em seu estudo denominado Gás Para o Desenvolvimento<sup>6</sup>.

O relatório elaborado pelo Banco é resultado de um amplo mapeamento realizado pela equipe técnica, ao longo de 2020, com mais de 60 representantes de diferentes elos da cadeia produtiva do gás natural, inclusive por investidores privados.

Como já enfatizado no relatório Gás para o Desenvolvimento (BNDES, 2020), a adoção de um mecanismo de *hub*, formando um sistema integrado de escoamento com a conexão de diversos campos produtores, pode contribuir para a viabilidade de projetos de monetização de gás por meio de infraestrutura compartilhada de larga escala. **Cabe mencionar que, ao longo da iniciativa em tela, foi identificado o interesse de investidores independentes (não pertencentes ao segmento de E&P) no desenvolvimento e investimento nesse tipo de projeto de infraestrutura. Certamente, a evolução de modelos com infraestrutura e serviço providos por terceiros, funcionando como elo independente, está condicionada à presença de competências e instrumentos que ofereçam confiabilidade aos produtores em relação à implementação e à operação do projeto.**

Posto isto, a primeira simulação apresentada pela EPE envolveu análises teóricas de investimento (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e de abandono (ABEX) para os sistemas de produção, escoamento e processamento de gás de um campo fictício no Pré-Sal.

A equipe de Gás Natural da EPE também conduziu análises para determinar as tarifas de escoamento e processamento, além de calcular os custos de produção de gás natural na fonte.

Assim, ao longo de 2023 e até o presente momento de 2024, foram desenvolvidos os seguintes estudos para o MME:

- Subsídios para o Programa Gás para Empregar;
- Estimativas de *break-even* do gás natural do Pré-sal e tarifas de escoamento e processamento;
- Estudos de sensibilidades do CAPEX nas tarifas de escoamento e processamento;
- Estudo do abatimento das tarifas de escoamento com a receita de processamento;
- Estudos de *hubs offshore* (unidades produtivas compartilhadas) de gás natural; e
- Estudos de tarifas do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e do Sistema Integrado de Processamento (SIP).

Os estudos desenvolvidos no âmbito do GT-GE utilizaram modelagens para dimensionamento das infraestruturas de produção, escoamento e processamento, bem

---

<sup>6</sup> disponível em:

[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio\\_Gas\\_Developimento%20Final.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio_Gas_Developimento%20Final.pdf)

como curvas de produção de gás natural, as quais foram construídas no *software* Que\$tor.

A partir destas modelagens, o próprio *software* foi responsável pelas estimativas de orçamentação dos equipamentos, bem como do OPEX e ABEX envolvidos nos projetos, conforme apresentado os CAPEX nas Tabelas 6 e 7.

**Tabela 6:** CAPEX total dos projetos de escoamento em função da vazão e distância.

	Vazão (MMm <sup>3</sup> /dia)	Distâncias (km)							
		200 km		250 km		300 km		onshore (10 km)	
		Diâmetro (pol)	CAPEX (US\$ milhões)						
CAPEX COM internacionalização (US\$ milhões)	5	18	574,3	18	687,9	18	791,3	16	11,2
	10	22	707,4	22	853,3	24	1.109,1	20	14,2
	15	26	879,7	26	1.066,6	28	1.385,9	24	17,0
	20	28	974,3	30	1.280,6	30	1.501,5	28	20,4
	25	32	1.159,7	32	1.414,1	34	1.816,0	32	24,0
	30	34	1.265,2	34	1.546,0	36	1.985,8	34	26,1

**Tabela 7:** CAPEX total dos projetos de processamento em função da vazão.

Vazão (MMm <sup>3</sup> /dia)	CAPEX da UPGN (US\$ milhões)	
	SEM Internacionalização	COM Internacionalização
5	182,6	273,8
10	315,5	473,2
15	359,5	539,3
20	502,6	753,9
25	561,0	841,5
30	642,3	963,5

Utilizando estas informações e premissas econômicas relacionadas aos projetos, foram realizados os estudos de custos de produção de gás e tarifas de escoamento e processamento. Deste modo, os sistemas de fluxo de caixa de produção, de escoamento e de processamento foram alimentados com CAPEX, OPEX e ABEX elaborados no *software* Que\$tor, bem como com parâmetros econômicos e fiscais, tais como tributos, percentual de capital de terceiros nos projetos, tempo de depreciação, regime fiscal da produção, etc.

#### 4.1.2.1 Premissas utilizadas

Esta subseção trata das premissas utilizadas para os estudos elaborados no âmbito do GT-GE. Visto que o dimensionamento, e conseqüente orçamentação dos projetos, varia em função do estudo realizado, as premissas necessárias para as estimativas de CAPEX, OPEX e ABEX são específicas de cada projeto, não sendo apresentadas neste Relatório. De forma geral, as premissas são apresentadas a seguir:

#### Dimensionamento e orçamentação

- sistema de produção na Bacia de Santos, considerando gás do Pré-sal;
- sistema de *subsea*, composto de *manifolds*, árvores de natal, umbilicais, *risers*, etc;
- cenário de desenvolvimento elaborado através do *software* Que\$tor;
- gás associado;
- curva de produção obtida através do *software* Que\$tor;
- óleo produzido exportado através de navio aliviador;
- gás processado na UPGN movimentado até a malha de transporte; e
- líquidos obtidos na UPGN (GLP e C5+) movimentados por duto até um terminal de distribuição.

### Econômicas

- CAPEX, OPEX e ABEX das infraestruturas de produção, dutos de escoamento e UPGN estimados pelo *software* Que\$tor, da S&P Global Inc.;
- cronograma de implantação do projeto definido pelo Que\$tor (construção, implantação, início de operação);
- *data-base* utilizada nos estudos:
  - subsídios para o GT-GE: dezembro de 2022;
  - estimativas de *break-even* do gás natural do Pré-sal e tarifas de escoamento e processamento: dezembro de 2022;
  - estudos de sensibilidades do CAPEX e nas tarifas de escoamento e processamento: dezembro de 2022;
  - estudo do abatimento das tarifas de escoamento com a receita de processamento: dezembro de 2022;
  - estudos de *hubs offshore* de Gás Natural: abril de 2023;
  - estudos de Tarifas – SIE e SIP: abril de 2023.
- custos exploratórios de US\$ 70,21 milhões (atualização do dado do Informe de Custos do Pré-sal);
- fator de internacionalização dos custos (CAPEX, OPEX e ABEX): + 50%;
- fluxos de caixa descontados elaborados na condição de equilíbrio (*break-even*);
- *government take*:
  - bônus de assinatura: R\$ 4 bilhões (idêntico ao BID do campo de Atapu);
  - programa exploratório mínimo: R\$ 0,5 bilhões (estimado);
  - excedente de óleo ofertado: 31,68% (idêntico ao BID do campo de Atapu).
- preços de referência:

- petróleo *Brent*: 80 US\$/barril
- gasolina natural: 1,47 US\$/galão (PRGN – dezembro de 2022)
- propano: 0,70 US\$/galão (PRGN – dezembro de 2022)
- butano: 0,94 US\$/galão (PRGN – dezembro de 2022)
- *Henry Hub*: 5,64 US\$/MMBtu (PRGN – dezembro de 2022)
- tributos e encargos:
  - PIS (utilizado em todos os estudos)
    - regime cumulativo: 1,65%
    - regime não cumulativo: 0,65%
  - COFINS
    - regime cumulativo: 7,60%
    - regime não cumulativo: 3,00%
  - ICMS (Alíquota interna)
    - estudos de custos de exploração: 18%
    - estudos de escoamento de gás natural: 0%
    - estudos de tarifas de processamento de gás natural: 12%
  - ICMS – alíquota interestadual
    - estudos de custos de exploração: 7%
    - estudos de escoamento de gás natural: 0%
    - estudos de tarifas de processamento de gás natural: 0%
  - IPI
    - estudos de custos de exploração: 10% (óleo e gás natural)
    - estudos de escoamento de gás natural: 0%
    - estudos de tarifas de processamento de gás natural: 0%
  - imposto de renda
    - alíquota básica: 15%
    - alíquota adicional: 10%
    - CSLL: 9%
- percentual de capital próprio:
  - estudos de custos de exploração: 75%
  - estudos de escoamento de gás natural: 70%
  - estudos de tarifas de processamento de gás natural: 70%
- custo de capital próprio: 9,67%;
- percentual de capital de terceiros:
  - estudos de custos de exploração: 25%

- estudos de escoamento de gás natural: 25%
- estudos de tarifas de processamento de gás natural: 30%
- custo de capital de terceiros: 7,89%;
- inflação: 4,22%;
- câmbio: 5,242 R\$/US\$;
- depreciação acelerada: 16,4 anos.

#### 4.1.2.2 Resultados dos estudos

No Gráfico 6, são apresentados tarifas ou custos de escoamento (com a remuneração do investimento incorrido) para um gasoduto de 300 km de extensão e diversas capacidades de movimentação (5, 10, 15, 20, 25, 30 MM m<sup>3</sup>/dia).

Em outro cenário hipotético, foi calculado o custo do processamento (Gráfico 7), simulando o processamento com e sem a venda dos derivados de gás natural (denominado “com líquidos”) (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5+</sub>). Observa-se, neste caso, que uma UPGN com capacidade para processar os derivados de gás natural, a sua venda mais do que paga o custo de processamento.

Diante das simulações realizadas pela EPE, identifica-se que é completamente viável o exercício da atividade econômica de escoamento e processamento como modelo de negócio independente da produção de gás natural.

No pior cenário, instalações com menor capacidade de escoamento e processamento de gás natural sem a venda de líquidos, o valor da tarifa ou custo da atividade de escoamento e processamento é de US\$ 3,80/MMBtu.

Gráfico 6: Vazão (MMm<sup>3</sup>/dia) x Tarifa de Escoamento (US\$/MMBTU), em duto de 300 km.

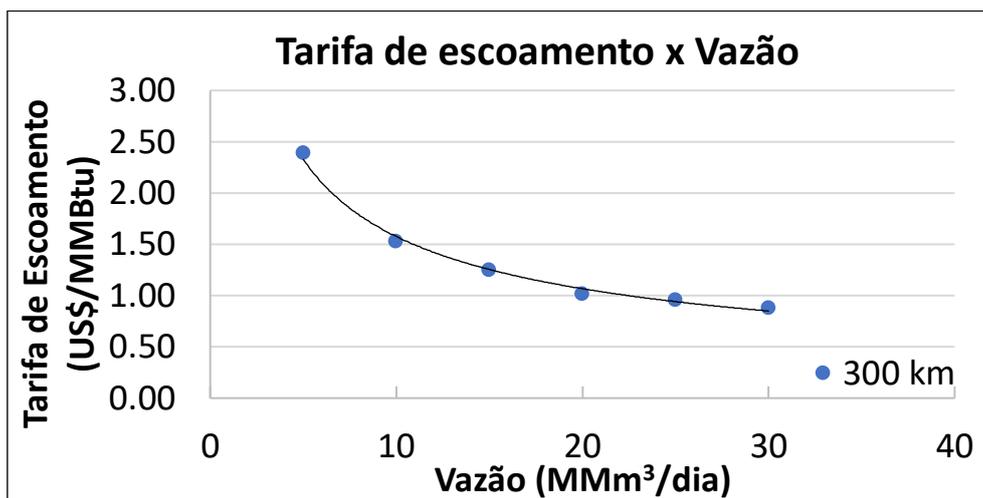
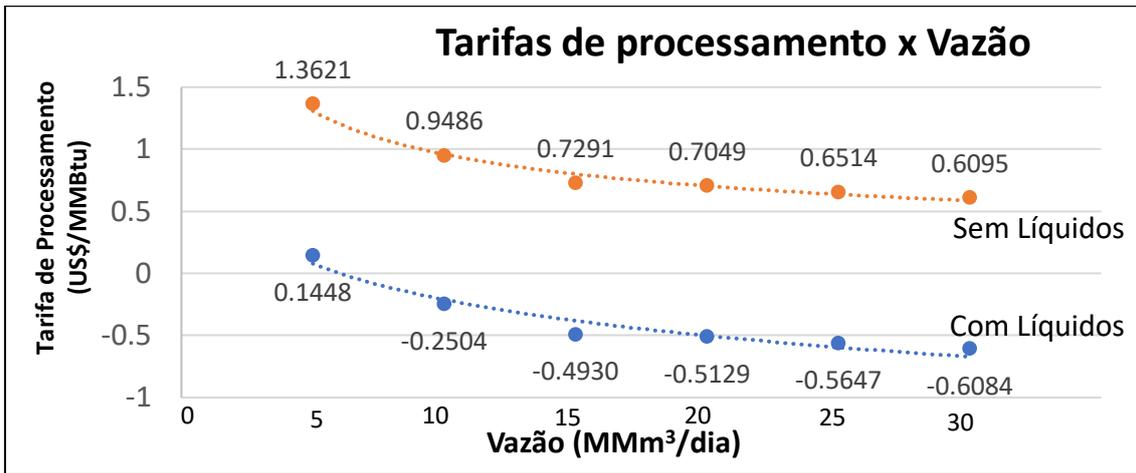


Gráfico 7: Vazão (MMm<sup>3</sup>/dia) x Tarifa de Processamento (US\$/MMBTU), com e sem líquidos.



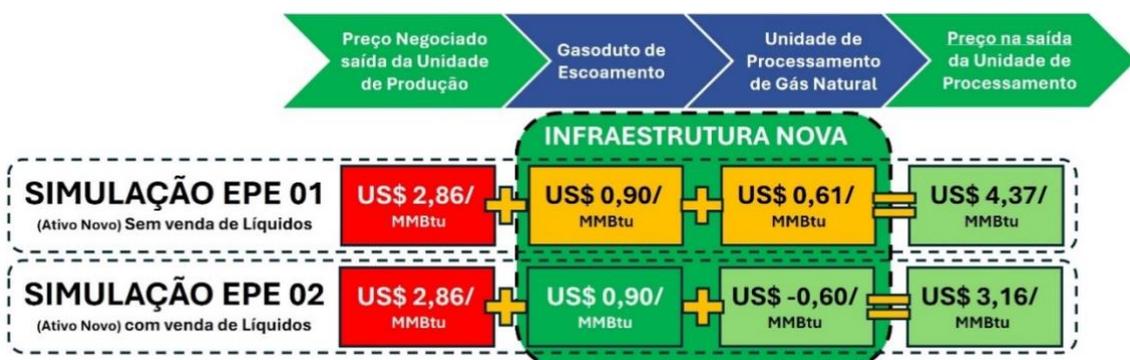
Já no melhor cenário, instalações com maior capacidade de escoamento e de processamento, com a venda de líquidos, o valor da tarifa ou custo de ambas as atividades é de US\$ 0,30/MMBtu.

De posse dos resultados acima, foi possível estimar a formação de preços de gás natural por uma infraestrutura de escoamento da produção e de unidade de processamento novas, com capacidade de 30 MMm³/dia, que pudesse processar uma carga típica de um campo do Pré-sal.

Foram simuladas duas hipóteses, quais sejam, o processamento sem (**Simulação EPE 01**) e com (**Simulação EPE 02**) a venda dos líquidos de gás natural (LGN), conforme demonstrado na Figura 2.

Vale lembrar que, no Gráfico 1, foram feitas estimativas de custo dos elos de escoamento e processamento de gás natural, a partir da diferença os preços conhecidos dos elos a montante e jusante, de US\$ 9,22/MMBtu, sem tributos. Comparando-se esse valor com os obtidos no pior e no melhor cenários simulados, o tratamento dessas atividades como modelo de negócio permite redução de 83,6% e 96,7%, respectivamente.

**Figura 2:** Estimativa das Tarifas Médias nos Elos da Cadeia do Gás Natural de Infraestrutura Nova sem e com a Venda de Líquidos de GN (LGN).



Não havendo a segregação dessas atividades da atividade de produção de petróleo e gás natural e o seu reconhecimento como modelo de negócio próprio e independente economicamente, não fica claro e transparente o que compõe o preço de gás natural no país.

Diante das simulações realizadas pela EPE, identifica-se um padrão de formação de preços mais justa e razoável, tendo em vista a clareza da remuneração das infraestruturas.

#### **4.1.2.3 A devida remuneração de capital em cada elo da cadeia**

Como já visto, além do subsídio cruzado entre as fontes de gás (produção nacional e Importação) que compõem o seu portfólio, contabiliza-se no montante final a ociosidade nos gasodutos, tributação nos diversos elos da cadeia e fatores desconhecidos que são incorporados na formação de preços da empresa.

Em relação à remuneração de capital e aos riscos de cada uma das atividades da cadeia, encontra-se outro fator relevante. Normalmente, a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural é uma atividade que envolve riscos significativos, como o risco geológico e até o próprio risco de comercialização, pois em um cenário de excesso de oferta (essencial para promoção da concorrência), os agentes têm o risco de não vender gás e ter que reinjetá-lo, caso não esteja disposto a reduzir seus preços.

Nesse sentido, a atividade de produção de gás natural, de natureza concorrencial, enseja uma maior remuneração do capital investido.

Em relação às atividades não concorrenciais, como as atividades desempenhadas por infraestruturas de escoamento, de processamento, de transporte e do serviço local de gás canalizado, que são atividades com elevados custos de investimentos e remuneração de longo prazo, os investidores de infraestruturas requerem alto nível de previsibilidade (regras claras sobre remuneração do investimento e previsibilidade de uso ao longo da vida útil do ativo, dentre outras) para realizar o investimento. Em contrapartida, a remuneração de capital requerida é significativamente menor do que uma atividade não concorrencial.

Nesse sentido, é necessária a devida alocação de riscos ao longo da cadeia do setor de gás natural, distorcida pela antiga Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), que induzia cada agente a investir em infraestrutura própria para ofertar seu gás natural no mercado nacional.

Dessa forma, o agente era induzido a considerar o CAPEX requerido para o investimento de infraestrutura de escoamento como parte do projeto econômico da exploração do campo de petróleo e gás natural, misturando riscos entre atividades com naturezas completamente distintas (uma concorrencial e outra não concorrencial), fator que onera a produção de gás natural e, conseqüentemente, o preço final percebido pelo consumidor, caso o agente tomasse essa decisão de investimento.

Este é um dos motivos que proporcionou o efeito de carência de infraestruturas de escoamento e processamento no Brasil, pois cada projeto de exploração e produção ocorre, normalmente, em tempos distintos, inclusive oriundos de leilões distintos, fator que dificulta a coordenação dos produtores para compartilhar uma infraestrutura para diversos campos e, conseqüentemente, contribuiu para atingirmos o elevado nível de reinjeção de gás natural no país.

O “Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal”, realizado pela EPE, ANP, PPSA, MME e BNDES, aponta a prática de análise de viabilidade dos projetos de E&P, transcrita abaixo:

- Caso o escoamento de gás, com investimentos antecipados em gasoduto e UPGN, seja viável economicamente, este cenário deve ser comparado, em termos de VPL, com o cenário de reinjeção total ou parcial do gás, seja somente gás ou alternadamente com água (WAG). A melhor opção econômica deve ser perseguida, desde que ela coadune com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e com o melhor aproveitamento dos hidrocarbonetos;

Conforme pode se depreender, a prática de análise de investimento em infraestruturas é observada no âmbito do próprio projeto de exploração e produção:

- uma primeira análise de Valor Presente Líquido (VPL) do projeto de exploração e produção, considerando a receita gerada pela venda do gás natural e considerando o investimento de CAPEX das infraestruturas necessárias (dedicadas ao projeto); e
- uma segunda análise de VPL do projeto de exploração e produção, considerando a reinjeção total (ou até parcial), sem o investimento em CAPEX da infraestrutura de escoamento e processamento.

Assim, constata-se um equívoco na alocação dos investimentos ao longo da cadeia do gás natural, proporcionado pela antiga Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), a qual acabava por provocar um prejuízo à concorrência pela restrição (não obrigação) do acesso às infraestruturas de escoamento, processamento e terminais de GNL, o que impunha, indiretamente, uma barreira econômica aos produtores nacionais ou importadores, por induzir que cada produtor nacional ou importador deveria construir sua própria infraestrutura para chegar ao mercado (consumidores nacionais).

Porém, reconhecida a barreira à entrada na prática, pelo fato de a atividade de escoamento e de processamento possuir as condições de monopólio natural, a nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) estabeleceu que o acesso a tais infraestruturas é assegurado.

Com o novo comando legal, é desejável que os Planos de Desenvolvimento sejam revistos, tendo em vista que a maioria dos produtores não teve a oportunidade de ofertar seu gás natural aos consumidores nacionais pela barreira econômica anteriormente imposta pela Lei nº 11.909/2009.

Considerando isto, sob a ótica dos atuais projetos de E&P, surge uma terceira e nova opção para a análise de VPL desses projetos: considerar a receita gerada pela venda do gás natural, porém sem o CAPEX do investimento da infraestrutura de escoamento e processamento.

Neste cenário, o valor do acesso, apesar de inicialmente ser pago pelo usuário da infraestrutura, é alocado como custo ao preço formado até chegar ao consumidor.

Ou seja, se hoje um campo de gás natural, que reinjeta ou não produz gás natural, passar a vender esse gás natural rico por US\$ 0,10/ MMBtu, o efeito no VPL do seu projeto é maior do que a condição anterior.

Desta forma, é essencial que esse benefício seja auferido pelo produtor nacional e também pelo próprio Estado, tendo em vista a incidência de participações governamentais, como royalties, na exploração do gás natural.

Esse movimento permitirá, ao fim, uma maior oferta de gás natural ao consumidor, com a possibilidade de preços extremamente competitivos. Sob a ótica da economicidade de projetos dos campos de petróleo e gás natural, principalmente

aqueles que possuem gás natural associado e que, atualmente, o reinjeta, apenas a venda do petróleo já gera receita suficiente para recuperar os investimentos ocorridos e atender à remuneração pretendida pelo concessionário.

O mesmo estudo, que trata do Aproveitamento do Gás do Pré-Sal, aponta que, a partir do acesso a infraestrutura de escoamento e processamento de forma compartilhada, pode surgir mais um novo modelo de negócio: um *hub* compartilhado dedicado ao tratamento e escoamento do gás natural; ou até a possibilidade dos novos projetos de E&P já preverem uma flexibilidade para uma futura disponibilização do gás natural (Figura 3):

**Caso a exportação de gás não tenha sido prevista no projeto dos sistemas de produção, para escoar o gás provavelmente será necessário substituir a Unidade de Produção ou então implantar um “hub” dedicado ao tratamento e escoamento do gás, implicando em adicionar novos investimentos e custos ao projeto. Nesse cenário, cabe estimar as eventuais receitas com a monetização do gás para fins de remuneração dos investimentos. Alternativamente, mesmo no cenário de reinjeção total, a UEP poderia ser projetada e construída com a flexibilidade para uma futura disponibilização do gás, como já se verifica em alguns projetos do Pré-Sal.**

Nesses casos, seja por meio de um “hub” dedicado ou pelo tratamento do gás na própria UEP, a disponibilização do gás natural resultará em receitas advindas da sua comercialização que devem ser consideradas para as avaliações de remuneração dos investimentos e viabilidade econômica dos projetos. *(Grifos nossos)*

Em seu estudo, a EPE apontou que o custo da FPSO *Hub* com capacidade de produção de 25 MM m<sup>3</sup>/dia de gás é de aproximadamente de US\$ 2,0 bilhões, que, com os custos de internalização, chegaria ao Brasil na ordem de US\$ 3,0 bilhões, considerando a sua localização num raio de 50 km e interligação com 3 unidades satélites que produzem unicamente óleo.

Destaca-se que, na simulação apresentada pela EPE, foram realizados dois cenários (Tabela 8), sendo:

- Configuração Convencional - a produção de gás natural é realizada por 3 unidades de produção de óleo e de gás natural (uma mesma unidade FPSO produz tanto petróleo quanto gás natural); e
- Configuração *Hub* – 3 unidades FPSO produzem apenas óleo e uma unidade *hub* produz apenas Gás.

**Figura 3:** Esquemático do *hub* de produção compartilhada de Gás Natural.

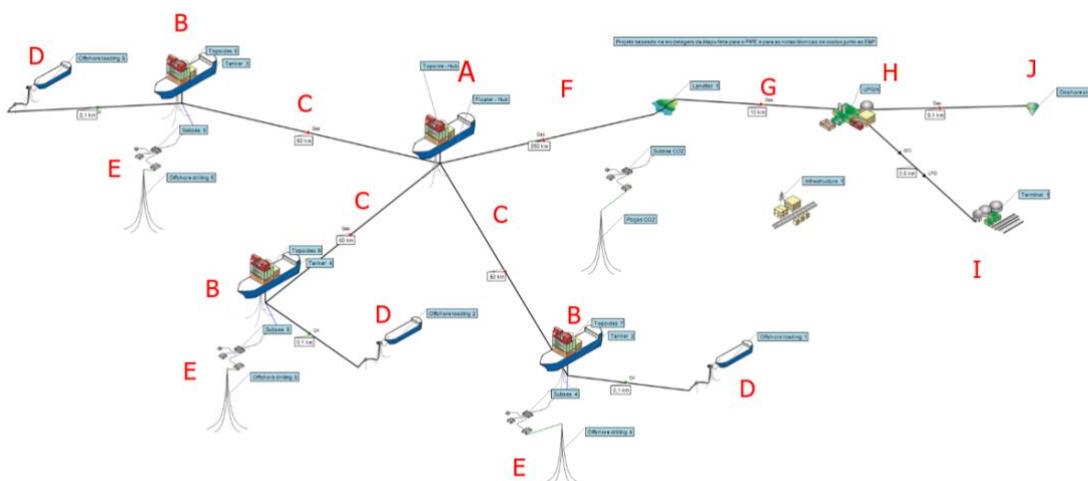


Tabela 8: Cenários de custo das FPSOs.

Item	Configuração Hub	Configuração Convencional	Varição (%) Hub/Convencional
FPSO 1	1.310,42	2.009,40	-35%
FPSO 2	1.233,98	1.944,96	-37%
FPSO 3	1.233,98	1.944,96	-37%
FPSO Hub	2.039,60	-	-
<b>Total</b>	<b>5.817,98</b>	<b>5.899,32</b>	<b>-1%</b>

Nota: para fins de simplificação, os custos relativos aos sistemas de poços e *subsea* para produção, navios aliviadores e dutos de conexão foram desconsiderados, por serem iguais em ambas as configurações.

Como resultado do estudo realizado pela EPE para o GT-GE, apresenta-se a seguinte conclusão:

A utilização de uma configuração de hub não resulta em alteração expressiva no CAPEX do sistema de produção como um todo. No entanto, é possível observar uma redução em torno de 35% dos custos das plataformas de produção, em função de todos os sistemas de especificação do gás ficarem na plataforma hub.

Neste sentido, esta redução pode incentivar a entrada de outros operadores, tanto na produção quanto na operação da plataforma hub. Isso permitiria uma redução do desembolso na atividade de produção, visto os menores custos das plataformas de produção, necessitando, por outro lado, do pagamento de uma tarifa para utilização dos serviços da plataforma hub, para adequação do gás. Deste modo, o pagamento desta tarifa dilui os custos relativos ao tratamento do gás longo do tempo.

Na análise dos fatos acima, depreende-se que a **correta segregação das atividades de escoamento e processamento de gás natural, tratando-as como modelos de negócios separados da atividade de E&P de petróleo e gás natural, não só permite melhor avaliação da sua participação na formação do preço do gás natural, como também viabiliza o estabelecimento de uma remuneração compatível com o risco das atividades, bem como enseja diversas outras medidas.** Como resultado, **identificamos que os custo desses elos pode ser significativamente reduzido e, ainda, atrair investidores interessados em ativos de infraestruturas,** maior atração na exploração de petróleo e gás natural, pelo aumento da economicidade dos projetos, maior oferta de gás natural e redução dos preços para os consumidores.

## Propostas

É desejável que:

- conforme já apresentado, ao mínimo, seja realizada a separação regulatória de cada uma das atividades logísticas de escoamento dutoviário e da unidade de processamento (atividades não concorrenciais) das atividades de produção de gás natural e de importação de GNL (atividades concorrenciais), independentemente se o exercício das atividades é verticalizado ou não;
- a atividade de escoamento dutoviário e unidade de processamento seja tratada como um modelo de negócio específico, conforme a atividade de transporte dutoviário, de forma a atrair investidores privados de infraestruturas, com transparência dos custos (devido valor do acesso a infraestruturas e da remuneração do investimento incorridos);
- seja dado o devido tratamento remuneratório a cada um dos elos da cadeia do setor de gás natural e que sejam coerentes com os riscos desempenhados por cada um dos agentes do setor (a remuneração das atividades concorrenciais é diferente da remuneração das atividades não concorrenciais);
- com a segregação dos modelos de negócio (exploração e produção do campo de petróleo e gás natural), o produtor de gás natural não mais precisará investir em infraestrutura dedicada;
- sejam revistos os Planos de Desenvolvimento dos campos de petróleo e gás natural, de forma que seja identificado o volume de gás natural que está sendo reinjetado devido a carência de infraestruturas, tendo em vista a alteração promovida pela Lei nº 14.134/2021, que tornou o acesso garantido às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, permitindo um maior retorno econômico aos atuais projetos de E&P, que não mais precisam investir em infraestruturas dedicadas a seus projetos;
- desenvolvimento do modelo de negócio de *hub* de produção de gás natural compartilhado.

#### **4.1.3 O Impacto dos Tributos na Cadeia Econômica do Gás Natural<sup>7</sup>**

A incidência de tributos ao longo da cadeia de suprimento de produtos tende a ser um dos principais aspectos que impactam o custo de mercadorias, e, conseqüentemente, o preço ofertado ao consumidor final. Esse racional é aplicável a qualquer cadeia econômica, dentre as quais, a indústria do gás natural.

Tal como em outras cadeias de suprimento, a carga tributária representa um fator relevante que impacta diretamente a atratividade da mercadoria, especialmente quando há outros bens intercambiáveis. Desta forma, a carga tributária pode influir diretamente no preço do gás natural, e, com base nisso, torná-lo mais ou menos atraente para o mercado nacional, especialmente em comparação com outros energéticos.

---

<sup>7</sup> Esta subseção foi elaborada com a colaboração do advogado Diogo Martins Teixeira, sócio do Escritório Machado Meyer Advogados.

O Sistema Tributário Brasileiro atual é marcado por uma rígida repartição de competências para a instituição de tributos pelos entes federados, a qual está detalhada na Constituição Federal (CF) de 1988.

Embora existam diversos tributos previstos na matriz constitucional brasileira, a cadeia econômica do gás natural é essencialmente impactada por três principais tributos:

- o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
- as Contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep); e
- a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

As características mais fundamentais destes tributos, para fins do presente relatório, estão indicadas a seguir. Na sequência, será apresentada, de modo mais específico, a incidência desses tributos na cadeia econômica do gás natural

#### **4.1.3.1 ICMS**

Trata-se de imposto de competência dos Estados e do Distrito Federal, com fundamento no art. 155, inciso II, da CF, e regulamentado, no plano nacional, pela Lei Complementar (LC) nº 87, de 13 de setembro de 1996.

Em linhas gerais, o ICMS incide sobre:

- operações relativas à circulação de mercadorias, inclusive importação;
- prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal;
- prestações de serviços de comunicação.

Dentre os princípios e diretrizes que orientam a incidência desse imposto, cabe destacar o princípio da não cumulatividade, estabelecida no art. 155, § 2º, da CF, segundo o qual o ICMS “será não-cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal”.

A não cumulatividade assegura ao contribuinte o direito à compensação do imposto devido nas suas próprias operações e prestações com o imposto cobrado em operações anteriores, por meio da apropriação de créditos fiscais.

Entretanto, o direito de registro de créditos fiscais não é absoluto, sendo limitado em algumas situações específicas, oportunidades nas quais o contribuinte não poderá lançar os créditos fiscais nos seus livros fiscais, ou, se o crédito já tiver sido registrado, este deverá ser estornado/cancelado.

Nesse sentido, o art. 155, § 2º, II, da CF, estabelece que as saídas amparadas por isenção ou não incidência do ICMS não implicarão crédito para compensação com o montante devido nas operações ou prestações seguintes, bem como acarretarão a anulação do crédito relativo às operações anteriores, salvo se a legislação tributária autorizar expressamente a manutenção do crédito ao contribuinte.

A regra geral constitucional foi regulamentada pela LC nº 87/96, nos termos do seu art.21<sup>8</sup>, que estabelece ainda outras situações nas quais o contribuinte deverá estornar os créditos de ICMS. Como mencionado acima, as legislações estaduais poderão dispensar o estorno ou autorizar a manutenção dos créditos em certas ocasiões, observados alguns requisitos para tanto.

Sendo o ICMS um tributo estadual, cada Estado e Distrito Federal é competente para editar lei que preveja a norma de incidência tributária concreta, devendo observar, contudo, os ditames constitucionais e as normas gerais estabelecidas pela LC nº 87/96.

Apesar desta ser a regra que deveria ser observada, em termos pragmáticos, não há uniformidade plena quanto à incidência do imposto nos diversos entes federados.

Isso porque, a depender do Estado, poderá haver regras próprias para a cadeia de valor do gás natural, tais como: alíquotas reduzidas; incentivos fiscais; regimes especiais para o cumprimento de obrigações principais e acessórias; hipóteses diferentes para a manutenção dos créditos; interpretações diferentes sobre a forma de cálculo dos estornos de crédito, entre outros.

Além disso, vale destacar que as próprias alíquotas do ICMS (como um todo, não limitado ao setor de gás natural) são diferentes no caso de operações ou prestações interestaduais.

Apenas a título de exemplo, nas operações interestaduais com gás natural, as alíquotas de ICMS aplicáveis foram definidas na Resolução do Senado Federal nº 22/1989, podendo corresponder a 7% ou a 12%, a depender da localização dos estabelecimentos remetente e destinatário.

A alíquota de 7% como regra se aplica às operações e prestações iniciadas nas Regiões Sul e Sudeste, exceto Espírito Santo, e destinadas às Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e ao Estado do Espírito Santo.

As alíquotas internas, por sua vez, usualmente correspondem entre 17% e 20%, a depender do Estado, mas muitas Unidades Federadas são signatárias do Convênio ICMS nº 18/1992, que autoriza os Estados a reduzirem a base de cálculo do ICMS de forma que a carga tributária resulte em 12%.

Tal Convênio, entretanto, não autoriza a manutenção do crédito do ICMS, o que pode ser um elemento que induz a cumulatividades e/ou contencioso entre contribuintes e autoridades fiscais, sendo que ambos os cenários inibem investimentos.

#### **4.1.3.2 PIS/Pasep e Cofins**

---

<sup>8</sup> Art. 21. O sujeito passivo deverá efetuar o estorno do imposto de que se tiver creditado sempre que o serviço tomado ou a mercadoria entrada no estabelecimento:

I - for objeto de saída ou prestação de serviço não tributada ou isenta, sendo esta circunstância imprevisível na data da entrada da mercadoria ou da utilização do serviço;

II - for integrada ou consumida em processo de industrialização, quando a saída do produto resultante não for tributada ou estiver isenta do imposto;

III - vier a ser utilizada em fim alheio à atividade do estabelecimento;

IV - vier a perecer, deteriorar-se ou extraviar-se.

§ 1º Revogado

§ 2º Não se estornam créditos referentes a mercadorias e serviços que venham a ser objeto de operações ou prestações destinadas ao exterior ou de operações com o papel destinado à impressão de livros, jornais e periódicos.

§ 3º O não creditamento ou o estorno a que se referem o § 3º do art. 20 e o caput deste artigo, não impedem a utilização dos mesmos créditos em operações posteriores, sujeitas ao imposto, com a mesma mercadoria.

As contribuições ao PIS/Pasep e a Cofins possuem fundamento constitucional nos arts. 149 e 195 da CF. Tais contribuições podem incidir com base em dois principais regimes: o cumulativo e o não cumulativo.

No regime cumulativo, o PIS/Pasep e a Cofins recaem sobre o faturamento da pessoa jurídica<sup>9</sup>, em todas as etapas da cadeia, sem descontos de créditos, o que implica a cumulatividade dos tributos. Nesse regime, a incidência se dá pela alíquota agregada de 3,65%, sendo 0,65% a título de PIS/Pasep e 3% a título de Cofins. Como regra, estão sujeitas ao regime cumulativo as pessoas jurídicas submetidas à apuração do Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) pelo regime de lucro presumido, dentre outras situações específicas previstas na legislação<sup>10</sup>.

Quanto ao regime não cumulativo, instituído pelas Leis nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, as contribuições incidem sobre a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, sendo permitida a apropriação de determinados créditos pelos contribuintes, os quais encontram-se listados no art. 3º das referidas Leis. Na sistemática de incidência não cumulativa, aplica-se como regra a alíquota combinada de 9,25%, sendo 1,65% a título de PIS/Pasep e 7,6% a título de Cofins.

O PIS/Pasep e a Cofins também incidem sobre as importações de bens e serviços, conforme estabelecido pela Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004. No caso de importações de bens, a base de cálculo será o valor aduaneiro, sobre a qual incide a alíquota de 2,1% para o PIS/Pasep e de 9,65% para a Cofins (alíquota agregada de 11,75%).

No caso de importação de GNL, a alíquota do PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação é reduzida a 0, conforme previsto no art. 8º, § 12, XVI, da Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004.

Destaca-se, contudo, que na importação de gás natural da Bolívia, há isenção de PIS/Pasep e Cofins, conforme prevista no Decreto nº 681, de 11 de novembro de 1992, que trata do acordo entre Brasil e Bolívia de fornecimento de gás natural. O art. 3º do anexo desse Decreto estabeleceu que “a compra e venda de gás natural, entre os países signatários, estará isenta de gravames à importação e de impostos à exportação, bem como de quaisquer outras restrições não-tarifárias”. O art. 2º do Ato Declaratório Interpretativo nº 21, de julho de 2004, da Secretaria da Receita Federal, consolidou o entendimento de que “a isenção de gravames à importação estabelecida no art. 3º do Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção de Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural), promulgado pelo Decreto nº 681, de 11 de novembro de 1992, alcança a Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e a Cofins-Importação”. Complementarmente, a Lei nº 10.865/04, no art. 16, § 1º, define o direito aos créditos de PIS/Pasep e Cofins para as importações efetuadas com isenção desses impostos.<sup>[OB]</sup>

#### **4.1.3.3 A incidência dos tributos na cadeia econômica do gás natural**

Feitos os esclarecimentos acima, destaca-se que a carga tributária nominal média atual de ICMS incidente sobre o gás natural é de 12%, considerando que a maior parte das operações interestaduais são sujeitas à essa alíquota e diversos Estados aplicam a

---

<sup>9</sup> Art. 2º da Lei nº 9.718/98.

<sup>10</sup> Art. 8º da Lei nº 10.637/02 e art. 10 da Lei nº 10.833/03.

redução de base de cálculo para 12% nas operações internas, a qual está prevista no Convênio ICMS nº 18/92.

Ressalte-se que referido Convênio ICMS não autoriza a manutenção proporcional dos créditos registrados em operações e prestações anteriores. Apesar disso, alguns poucos Estados, como São Paulo<sup>12</sup>, autorizam que os créditos relativos às operações antecedentes possam ser integralmente mantidos.

Com relação ao PIS/Pasep e à Cofins, como regra, as operações envolvendo as atividades econômicas na cadeia de gás natural se sujeitam ao regime não cumulativo das contribuições, salvo se o agente for optante do regime de lucro presumido para fins do IRPJ, que obriga a adoção do regime cumulativo do PIS/Pasep e da Cofins. A maior parte dos agentes são sujeitos ao regime não cumulativo, de modo que é possível afirmar que, como regra, aplica-se a alíquota combinada de 9,25%.

Ocorre que as bases de cálculo sobre as quais o ICMS, o PIS/Pasep e a Cofins incidem possuem algumas regras específicas, as quais aumentam a carga tributária aplicável. Dentre os elementos que majoram a carga tributária de bens encontra-se a inclusão de determinados tributos na base de cálculo de outros, inclusive deles próprios, de modo que a carga tributária efetiva das operações não corresponde, necessariamente, ao montante de tributo destacado nos documentos fiscais.

Além da carga tributária já ser bastante significativa, há outros aspectos que agregam ainda mais complexidade, custos e até resíduos tributários à cadeia econômica do gás, a exemplo dos indicados abaixo:

- **Entraves à não cumulatividade:** em que pese o ICMS, o PIS/Pasep e a Cofins (no regime não cumulativo) serem teoricamente recuperáveis ao longo da cadeia, a efetiva recuperabilidade dos tributos no contexto atual não é perfeita. Alguns eventos que podem ocorrer na cadeia de valor do gás natural comprometem a recuperação dos tributos, gerando cumulatividade (incorporando-se ao preço da molécula, ensejando tributação em cascata).

Com relação ao ICMS, há situações que implicam vedação ou cancelamento de créditos, ou, em outras situações, acúmulo de créditos.

O estorno de créditos de ICMS pode ocorrer, por exemplo:

- nos casos em que é aplicável a redução de base de cálculo para 12% em operações internas, sem a correspondente manutenção proporcional do crédito registrado nas operações anteriores, quando parte do ICMS recolhido pelo vendedor não pode ser creditado; ou, ainda,
- em situações em que usinas termelétricas (**UTES**) adquirem gás natural tributado pelo ICMS, mas realizam vendas interestaduais de energia elétrica, as quais não são sujeitas à incidência do tributo em razão da imunidade constitucional<sup>13</sup>, sendo exigido, na maior parte dos Estados, o cancelamento dos créditos anteriormente registrados<sup>14</sup>.

---

<sup>12</sup> Art. 8º, § 1º do Anexo II do RICMS/SP, aprovado pelo Decreto Estadual nº 45.490/2000.

<sup>13</sup> Conforme art. 155, § 2º, X, 'b' da CF/88.

<sup>14</sup> Em alguns Estados, há a previsão de tratamentos diferenciados para mitigar esse efeito adverso na cadeia do gás natural para a geração de energia elétrica.

O acúmulo de créditos de ICMS, por sua vez, pode ser verificado em casos em que a carga tributária incidente na aquisição do gás natural é maior do que nas subsequentes operações de venda (como exemplo, aquisições internas tributadas pela alíquota de 12% e revendas interestaduais tributadas a 7% ou com diferimento para indústrias).

Em qualquer dos dois cenários acima, a aplicação assimétrica da não cumulatividade do ICMS tende a representar um elemento de custo adicional ao preço da molécula, dado que toda e qualquer ineficiência fiscal, como regra, é repassada ao agente a jusante na cadeia por meio do preço do gás natural, dando ensejo a sucessivas tributações sobre a mesma rubrica.

Quanto ao PIS/Pasep e à Cofins, como já mencionado, a apropriação de créditos é limitada às hipóteses elencadas no art. 3º das Leis nº 10.637/02 e 10.833/03.

Assim, a recuperabilidade dos créditos associados à aquisição de gás natural pelos consumidores finais pode variar a depender do uso do produto nas atividades da empresa<sup>15</sup>, mas, a título de exemplo, destaca-se a potencial controvérsia acerca da possibilidade de registro de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre os montantes pagos a título de *Take or Pay* ou *Ship or Pay*<sup>16</sup>.

- **Ausência de uniformidade nas legislações estaduais quanto aos aspectos que norteiam a incidência do ICMS:** considerando que o ICMS é um imposto estadual, nota-se uma diversidade de normas para a definição da carga tributária incidente em diferentes Estados.

Um simples exemplo é a própria carga tributária aplicável: enquanto alguns Estados internalizaram o Convênio ICMS nº 18/92, instituindo a redução de base de cálculo de forma que a carga tributária resulte em 12%, outras Unidades da Federação implementaram reduções de base de cálculo distintas<sup>17</sup> ou mesmo tributam certas operações com gás natural pela alíquota modal aplicável, que corresponde entre 17% e 20%.

Inclusive, os próprios efeitos decorrentes da aplicação da redução de base de cálculo podem variar a depender dos Estados envolvidos.

Como mencionado, em alguns Estados a legislação autoriza a manutenção proporcional do crédito referente às etapas anteriores da cadeia (como ocorre no Estado de São Paulo), enquanto outros exigem o estorno proporcional do crédito (como é o caso do Estado do Rio de Janeiro).

Além disso, alguns Estados instituíram ainda a obrigatoriedade de os contribuintes depositarem uma parcela do incentivo fiscal em fundos estaduais, normalmente destinados ao equilíbrio fiscal.

---

<sup>15</sup> Em geral, geram créditos os bens adquiridos revenda - art. 3º, inciso I das Leis nº 10.637/2002 e 10.833/2003 ou utilizados como insumo na produção de bens para venda ou na prestação de serviço - art. 3º, inciso II das Leis nº 10.637/2002 e 10.833/2003.

<sup>16</sup> Cláusulas comuns em contratos de compra e venda de gás natural e de serviços de transporte, em que há previsão de pagamento mínimo, mesmo quando os volumes mínimos envolvidos de gás natural não são atingidos no período pré-definido.

<sup>17</sup> No Estado de São Paulo há, ainda, a redução de base de cálculo de modo que a carga tributária efetiva seja equivalente a 15% (art. 8º, inciso II do Anexo II do RICMS/SP).

Tais recolhimentos complementares se aplicam sobre a vantagem econômica decorrente da utilização de regimes tributários diferenciados, tal como a redução da base de cálculo acima mencionada. Em outras palavras, o contribuinte deve apurar qual seria a carga tributária comum (que seria aplicável caso não houvesse qualquer regramento específico) e comparar com a carga tributária reduzida por força de tais regramentos específicos.

A diferença entre os valores corresponde à base de cálculo das contribuições aos referidos fundos estaduais, sobre a qual usualmente é aplicada uma alíquota correspondente a 10% (teoricamente não recuperável ao contribuinte, representando custo direto da operação).

A imposição deste depósito para fundos estaduais de equilíbrio fiscal foi prevista quando da edição do Convênio ICMS nº 42/2016, sendo um exemplo dessa exigência o Fundo Orçamentário Temporário (FOT), instituído pelo Estado do Rio de Janeiro<sup>18</sup>.

Há, também, tratamentos diferenciados estabelecidos por alguns Estados, que variam especialmente a depender do adquirente do produto ou das partes envolvidas, como, por exemplo, diferimentos em vendas de gás natural para UTEs ou indústrias de setores específicos.

Estes regimes tributários especiais, em algumas situações, podem ensejar assimetrias tributárias que efetivamente inviabilizam a aquisição de gás natural de fornecedor de outro Estado, dado que tais ineficiências tributárias não se aplicam no caso de aquisição de suprimentos localizados no mesmo Estado.

Em suma, a carga tributária incidente na aquisição de gás natural pode variar significativamente a depender dos agentes envolvidos e dos Estados em que estão localizados.

- **Incerteza sobre a tributação de determinadas atividades da indústria do gás natural:** a tributação incidente sobre algumas atividades não é bem estabelecida, como é o caso da estocagem subterrânea de gás natural. A natureza dessa atividade, em que há a remessa e o retorno do gás natural da instalação de estocagem subterrânea, pode enfrentar algumas dúvidas, especialmente quando envolver operações interestaduais. A forma como as operações envolvidas forem tributadas pode inviabilizar a própria atividade. Outro exemplo seriam as questões tributárias (e até aduaneiras) em terminais de GNL. A incerteza sobre a tributação pode inviabilizar o acesso de terceiros aos terminais de GNL.
- **Complexidades relacionadas às obrigações acessórias, sobretudo relativas ao ICMS:** além das questões atreladas à obrigação principal acima descritas, os contribuintes do setor de gás natural também enfrentam excessiva complexidade no cumprimento das obrigações acessórias, cujas regras nem sempre são claras e uniformes, e, em alguns casos, inclusive limitam a própria liquidez do mercado.

Como exemplo da complexidade no cumprimento das obrigações acessórias, citam-se as diversas obrigações contempladas no Ajuste SINIEF

---

<sup>18</sup> Lei nº 8.654/2019, regulamentada pelo Decreto nº 47.057/2020.

nº 03/18, aplicável às operações de circulação e às prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto (isto é, transporte de gás natural no âmbito da competência federal).

Apenas para fins ilustrativos, em uma única operação de venda bilateral de gás natural com o transporte dutoviário da molécula no modelo de entradas e saídas deverão ser emitidos:

- uma nota fiscal de venda de gás natural;
- uma nota fiscal de remessa de gás natural para transporte;
- uma nota fiscal de devolução do gás natural transportado; e
- dois conhecimentos de transporte relacionados às capacidades de entrada e de saída, respectivamente.

Além da emissão de todos os documentos fiscais acima, os contribuintes ainda devem apresentar planilhas de conciliação das quantidades de gás natural vendido e transportado, correlacionando as quantidades transacionadas e os respectivos documentos fiscais.

No mais, a legislação impõe que os documentos fiscais que amparam as operações e prestações de serviço com gás natural sejam emitidos até o quinto dia útil do mês subsequente às operações, entretanto, estabelece que os dados de alguns documentos fiscais sejam incluídos obrigatoriamente em outros, resultando na redução prática do prazo para a emissão dos referidos documentos; e em dependência de um agente perante outro, de modo que eventual descumprimento ou inexistência de determinado contribuinte pode resultar consequências para outro.

Por fim, dado que o prazo para a emissão dos documentos fiscais é sempre o mesmo, sendo, inclusive, relativamente curto (quinto dia do mês subsequente à operação ou prestação), a realização de múltiplas transações com a mesma molécula resta praticamente inviabilizada, pois não seria possível todos os contribuintes emitirem seus respectivos documentos fiscais no prazo legal.

**Em suma, estima-se que as operações de venda de gás natural estão sujeitas a uma carga tributária agregada de 25,22%** (considerando as alíquotas de 12% de ICMS e de 9,25% de PIS/Pasep e Cofins, e sua inclusão nas suas próprias bases de cálculo)<sup>19</sup>, **ou alíquota efetiva de 20,14% sobre o preço de venda.**

Ao considerar o tamanho do mercado atacadista de gás natural de R\$ 58,1 bilhões, estimado na parte introdutória deste Capítulo, e sem considerar eventuais regimes tributários especiais, principalmente de desoneração, a arrecadação deve ser da ordem de R\$ 5,9 bilhões de PIS/Pasep e Cofins e de R\$ 8,7 bilhões de ICMS. Essas estimativas, por serem do mercado atacadista, não incluem os tributos sobre a margem de distribuição.

**Considerando que uma boa parte do consumo de gás natural ocorre no segmento industrial, pode-se avaliar oportunidades para uma desoneração da cadeia**

---

<sup>19</sup> Para a finalidade desse estudo, aponta-se uma carga tributária geral, não considerando as especificidades de diferentes transações e legislações estaduais, notadamente no que se refere ao ICMS.

do gás natural, visando ao aumento da produtividade industrial e à arrecadação subsequente sobre os produtos manufaturados, de maior valor agregado.

Além da elevada carga tributária incidente sobre as operações com gás natural, o próprio regime aplicável à cadeia econômica do gás natural é bastante complexo, agregando resíduos tributários à cadeia e custos de conformidade que resultam em um incremento, ainda que indireto, no preço da molécula.

Tais custos, especialmente quando empilhados, podem comprometer significativamente a atratividade do gás natural quando comparado a outros insumos / fontes energéticas.

Sendo assim, em complemento às complexidades econômicas e regulatórias diagnosticadas ao longo deste relatório, o fator tributário também é um aspecto importante que contribui para a majoração do preço do gás natural ao consumidor final, impactando diretamente a competitividade e a atratividade desse importante insumo energético.

Embora a questão tributária não esteja no escopo do Comitê Temático 2 (nem do GT-GE), ressalta-se a **necessidade de uniformização e simplificação da tributação incidente sobre as operações e serviços com o gás natural**, o que deve ser discutido nos fóruns adequados, sob pena de prejudicar o desenvolvimento do mercado concorrencial de gás natural.

#### 4.2 Considerações sobre a Formação de Preços de Gás Natural

Pelo exposto nas seções anteriores, verifica-se a dificuldade do levantamento de informações para avaliar a atual formação de preços do gás natural no mercado nacional.

A percepção da formação de preços realizadas pelo CT 2 baseou-se na mera diferença entre valores identificados ao longo da cadeia, conforme já exposto.

As estimativas iniciais realizadas pelo Comitê Temático 2 apontaram os seguintes valores médios nos elos da cadeia da indústria do gás natural, conforme mostra a Figura 4.

Figura 4: Estimativa de Valores nos Elos da Cadeia do Gás Natural (sem tributos).



Contudo, a partir da oitiva dos agentes privados que atuam no setor do gás natural, em reuniões bilaterais com o Comitê Temático 2, mesmo não tendo sido fornecidos os valores efetivamente negociados em contratos com a empresa titular dos ativos das infraestruturas de escoamento e processamento, por imposição de restrições por meio de cláusulas contratuais do acesso, foram feitas estimativas com diversos agentes do setor de GN para apuração da ordem de grandeza dos valores praticados, conforme se apresenta na Figura 5.

**Figura 5:** Estimativa dos Valores Médios Negociados nos Elos da Cadeia do Gás Natural com a Oitiva de Mercado (sem tributos)



Vale comentar que, em oitiva da própria empresa operadora das infraestruturas, foi informado que um dos critérios para negociação do acesso aos elos de escoamento e de processamento de gás natural era a percepção de valor da infraestrutura, entendido como custo de oportunidade.

Tal realidade de valoração do acesso sem considerar, de forma clara, as parcelas de custos que a compõe, desconsiderando que tais infraestruturas possam estar depreciadas e/ou amortizadas, podem vir a configurar incidência de custos abusivos na formação de preços com lucros extraordinários. Afinal, não se trata de infraestrutura nova (*greenfield*) recentemente implantada, mas, sim, infraestrutura *brownfield* já devidamente depreciada e investimento amortizado.

Posteriormente, quando a Coordenação do GT-GE requisitou, via Ofício, à Petrobras a cópia dos contratos relativos ao compartilhamento das infraestruturas firmados com terceiros, os documentos entregues ao Ministério de Minas e Energia (MME) continham tarjas pretas naquilo que importava – o valor da tarifa média negociada – para que se tivesse uma ideia mais concreta dos custos e do valor de acesso negociado.

Para justificar a negativa de acesso às informações aos membros do GT-GE, a companhia alegou que:

Cabe ressaltar ainda que parte das informações não pode ser divulgada, pois abrange estratégia comercial e segredo de negócio no que se refere à atuação da Petrobras, enquanto sociedade de economia mista, no ambiente de livre concorrência.

Constata-se que se faz necessária incorporação da Lei nº 14.134/2021, de forma a esclarecer algumas de suas disposições, como, por exemplo, a alegação da companhia que opera a infraestrutura e “atua em ambiente de livre concorrência” mesmo operando uma infraestrutura com características de monopólio natural, sujeita ao monopólio da União, motivo pelo qual a Lei havia assegurado o acesso aos usuários interessados, pois o custo para construção de uma infraestrutura dedicada se torna uma barreira concorrencial, conforme apontado pela OCDE<sup>20</sup>:

Por exemplo, se as barreiras à entrada forem elevadas, as empresas incumbentes podem assumir comportamentos restritivos da concorrência, aumentar os preços e desfrutar lucros elevados, sem o receio de que a entrada de novas empresas comprometa os seus proveitos. Dito de outra forma, quanto menor o nível de barreiras à entrada, maior será o grau potencial de concorrência, verificando-se ainda um efeito disciplinador sobre as empresas estabelecidas no mercado, cujo poder de mercado é restringido....

<sup>20</sup> Guia para Avaliação de Concorrência, Versão 3.0 © OCDE - disponível em: <https://www.oecd.org/daf/competition/49418818.pdf>

As barreiras à entrada podem assumir uma ampla variedade de contornos, que a seguir se apresentam, por exemplo:

**Barreiras naturais:** As barreiras à entrada podem resultar de fatores naturais como as **economias de escala decorrentes de custos fixos (ou gerais) muito elevados**.

**Barreiras associadas aos custos irrecuperáveis (custos afundados) da entrada:** Em mercados nos quais os custos irrecuperáveis sejam muito elevados, podem ocorrer barreiras à entrada. Os custos irrecuperáveis constituem uma componente perdida do custo. Isto é, trata-se dos custos que uma empresa não pode reaver se optar por abandonar um dado setor. Estes custos refletem essencialmente a natureza altamente especializada de determinados fatores produtivos, para os quais não existem, conseqüentemente, muitas alternativas de utilização.

Dada à recusa de acesso às informações e com o objetivo de compreender a formação de preços da produção nacional da principal área produtora nacional (Bacia de Santos) até a saída da unidade de processamento de gás natural, foi solicitada à EPE a realização de um terceiro estudo: Estudos de Tarifas – SIE e SIP: abril de 2023.

Para elaboração do estudo, o GT-GE também solicitou via Ofício todos os dados necessários para efetivação de uma análise econômica das infraestruturas nacionais, os quais igualmente foram negados.

Para a simulação, a EPE considerou como valor dos ativos o valor de reposição novo depreciado para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural da Bacia de Santos (Rotas 1 e 2 e UPGNs de Caraguatatuba (UTGCA) e Cabiúnas (TACAB)) bem como considerou o valor indicado do investimento do Rota 3 e Polo Gaslub indicados no PPA).

Nesta simulação foi considerado uma estruturação de modelo de negócio regulatório, por meio do estabelecimento de um fluxo de caixa projetado, com vistas a remunerar a Base Regulatória (investimento não amortizado), amortizar o investimento ao longo do tempo, a remuneração de capital desta base regulatória (adequada para remuneração de infraestruturas), bem como a sua correção inflacionária, baseada no IPCA. Foi também incorporada a estimativa de custos de operação e manutenção, considerados os percentuais das boas práticas.

Em relação à demanda, foi identificado o somatório das cargas das unidades de processamento de Caraguatatuba (UTGCA) e do Terminal de Cabiúnas (TECAB), bem como considerada a capacidade máxima do futuro Polo Gaslub.

A partir dos valores calculados pela EPE e reorganizada a informação visando desagregar o valor adequado para uma remuneração justa e razoável (considerando as parcelas de depreciação e amortização) para os elos de escoamento (US\$ 1,06/MMBTU), de processamento (US\$ 0,13/MMBTU), que agrupados totalizam US\$ 1,19/MMBTU, cuja formação do preço na região atendida pelo SIE e SIP, incluindo o Rota 3 e Comperj, com venda de líquidos, se daria da seguinte forma (Figura 6).

Para a simulação, foi estimado um valor do energético rico em US\$ 2,86/MMBTU (ainda sem concorrência), sem tributos, na saída da unidade de produção (FPSO).

Quando se agrega os valores de remuneração justa e razoável simulado pela EPE, a partir da incorporação das parcelas de depreciação e amortização dos ativos de investimento, o valor de US\$ 4,05/MMBTU seria obtido na saída do elo de processamento, ou seja, antes do transporte dutoviário.

**Figura 6:** Estimativa das Tarifas Médias nos Elos da Cadeia do Gás Natural de Competência da União para Infraestrutura Nova com e sem a Venda de Líquidos de GN (LGN).



Quando se compara com os valores da Figura 4, em que o preço do gás natural na saída da UPGN era de US\$ 12,08/MMBtu, sem tributos, a redução de seria de 61,2%. Já em relação ao valor estimado de US\$ 9,26/MMBtu da Figura 5, também na saída da UPGN, pela análise da formação de preços pela estimativa do valor de acesso considerando o “custo de oportunidade” cobrado pelo detentor das infraestruturas do SIE e SIP, conforme Figura 5, a redução seria de 56,2%.

Ainda sem considerar a competição pela venda do gás natural nos elos concorrenciais, apenas com a devida remuneração do investimento incorrido nas infraestruturas de escoamento e processamento, gerariam reflexos significativos nos preços observados pelos consumidores.

Tais reduções significaria que o Brasil poderia ter uma maior oferta de gás natural, contribuindo com a transição energética justa e inclusiva, maior segurança energética, a ampliação da produção industrial dos setores intensivos em gás natural (insumo de produção + energético), gerando empregos e postos de trabalho, uma maior arrecadação de tributos para União e os entes federados.

### 4.3 Os atuais valores do acesso cobrado como modelo de negócio

Nesta parte abordaremos duas simulações para identificar o montante recuperado pela operadora da infraestrutura na Bacia de Santos:

- a receita gerada por toda movimentação de gás natural na Bacia de Santos, considerando o preço médio de venda da Petrobras menos o preço médio de compra de gás de terceiros (operação sem acesso); e
- a receita gerada por toda movimentação de gás natural na Bacia de Santos considerando a estimativa de valor cobrado pelo acesso de terceiros.

Para estimativa do volume movimentado, identificamos os volumes de gás natural processados nas UPGNs de Cabiúnas/RJ e de Caraguatatuba/SP, que, juntas, totalizaram 450.052.986 MM Btu/ano em 2022, de acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023 da ANP.

Na primeira simulação, entende-se que a margem de US\$ 9,22 MMBtu estão incorporados diversos subsídios e ineficiências, como por exemplo a ociosidade das instalações de escoamento e processamento, a disponibilidade dos terminais de GNL, as cargas de importação (GNL e Gás Boliviano) e outras, por exemplo, o subsídio às térmicas PPT.

Destaca-se que no movimento de abertura de mercado serão identificados diversos subsídios praticados pela companhia incumbente, porém, cabe ao Estado verificar quais são necessários e sua manutenção e a sua devida forma de alocação.

Desta forma, para a primeira simulação que considera a simples diferença de preços entre elos da cadeia com o valor de US\$ 9,22 MMBtu, observamos uma geração de receita de US\$ 4,15 Bilhões, aproximadamente R\$ 20,72 Bilhões/ano, considerando um dólar médio a R\$ 4,995.

Para a segunda simulação, que considera a estimativa de valor de acesso de terceiros, na formação de preços nacionais, multiplicados pelo valor de tarifa de **US\$ 6,40/MMBtu**, gerou uma receita de cerca de US\$ 2,88Bi, aproximadamente **R\$ 14,39 bilhões**.

Entretanto, quando se considera o valor da remuneração justa e razoável, ou seja, os valores remunerados com a devida dedução das parcelas de depreciação e de amortização, conforme a simulação da EPE, a receita deveria ter sido de apenas US\$ 1,01 bilhão, R\$ 5,04 Bilhões / ano.

Quando se deduz tais valores, observa-se uma diferença entre R\$ 9,35 e 15,68 bilhões, que salvo melhor juízo, poderia ser considerada como uma receita extraordinária obtida pela cobrança de valores acima do custo razoável, caracterizando assim, um “custo de oportunidade” capturado pelo detentor dos ativos das infraestruturas de escoamento (SIE) e de processamento (SIP).

Importa registrar que as receitas do SIE e SIP, considerando todo gás movimentado no ano de 2022, considerando o valor estimado para os agentes acessantes, foram estimadas em cerca de R\$ 14,39 bilhões/ano.

Quando se consulta a Lei nº 14.802/2024, que institui o Plano Plurianual da União para o período de 2024 a 2027, consta no Anexo 08, referente ao orçamento de investimento de empresas estatais não dependentes, que no caso em concreto se trata da empresa Petrobras, o detalhamento do Programa 3103 – Petróleo, Gás, Derivados e Biocombustíveis, a Ação Orçamentária: 151A – Implantação de Unidades de Processamento de Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos com Capacidade de Processamento de 21 MM m<sup>3</sup>/dia, **orçada em R\$ 6.517.582.000** e, a Ação Orçamentária: 152J – Implantação de Gasoduto de Escoamento de Gás Natural do Pré-Sal para Processamento no COMPERJ, **orçada em R\$ 6.342.117.000**, totalizando estas duas ações orçamentárias em cerca de R\$ 12.859.699.000 (cerca de R\$ 12,86 bilhões).

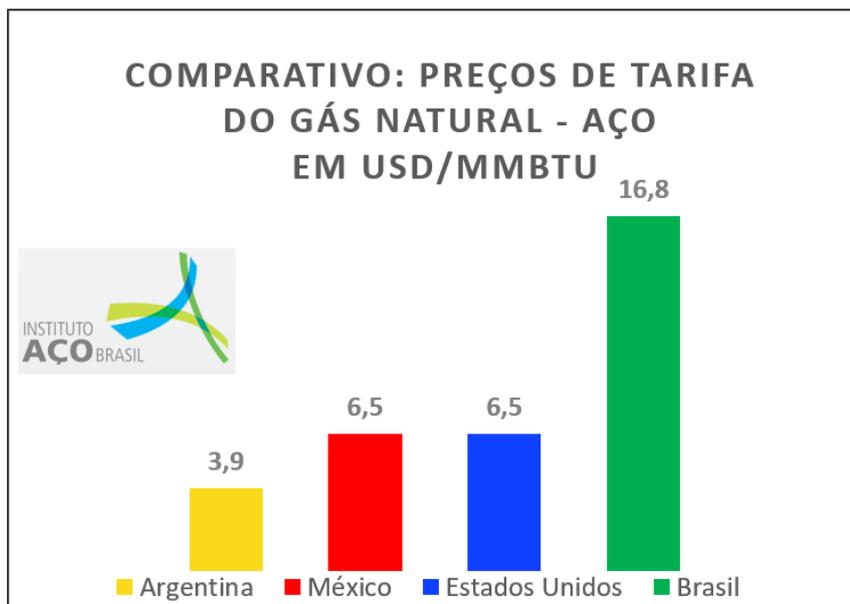
A simples comparação de valores informa que a receita gerada em um ano mais do que paga em apenas um ano, o custo total daquelas duas ações orçamentárias que permitiria implantar as infraestruturas do gasoduto do Rota 3 somadas ao custo do COMPERJ, para uma capacidade de 21 MM m<sup>3</sup>/dia, que normalmente os investimentos são amortizados em 30 anos.

#### **4.4 Os preços de gás natural e a perda de competitividade do setor produtivo nacional**

O principal motivo da criação do programa Gás para Empregar é justamente os atuais preços de gás natural que o setor produtivo nacional enfrenta, principalmente quando comparamos as mesmas atividades econômicas desempenhadas no Brasil e em outros países.

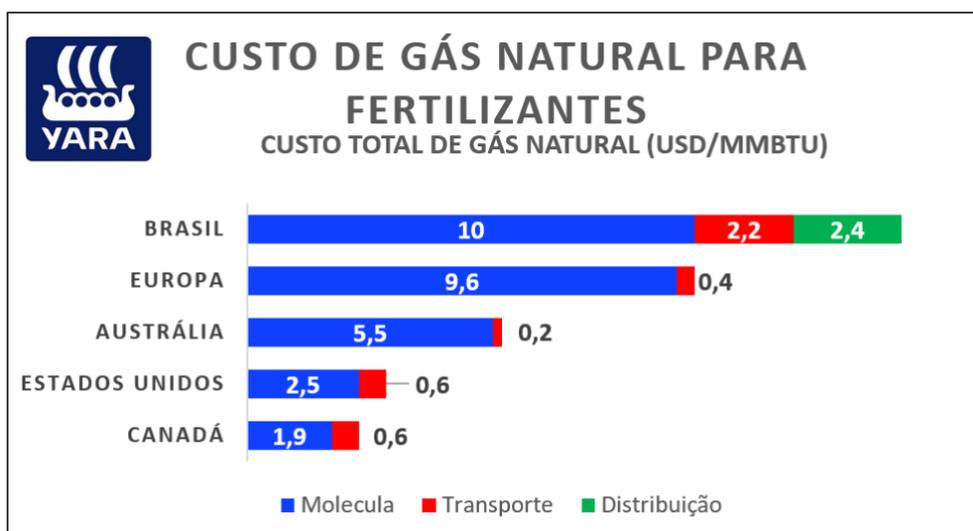
Os Gráficos 8 e 9 ilustram o comparativo de preços do gás natural, no mercado doméstico e internacional, para dois setores produtivos intensivos em gás natural. A disparidade de preços afeta a sua competitividade frente a outros países com disponibilidade dos insumos a preços menores, o que acaba por abrir um **maior espaço para importação de produtos desses setores intensivos em gás natural**, em detrimento da indústria nacional.

**Gráfico 8:** Comparação do Preço do Gás Natural no Setor de Aço.



Fonte: Instituto Aço Brasil.

**Gráfico 9:** Comparação da Composição do Custo do Gás Natural no Setor de Fertilizantes.



Fonte: Empresa Yara.

Por outro lado, quando se observa a perda de arrecadação de impostos da União (Tabela 9), em apenas dois setores intensivos de gás natural (siderurgia e produtos químicos), foi da ordem de R\$ 17,21 bilhões de reais decorrente de uma desaceleração de aproximadamente 10% em cada um dos setores.

**Tabela 9:** Arrecadação da União por Setores da Economia nos Anos de 2023/2022.



**ARRECADÇÃO DA RECEITA ADMINISTRADA PELA RFB POR DIVISÃO ECONÔMICA (EXCETO RECEITAS PREVIDENCIÁRIAS)**  
**PERÍODO: JANEIRO A DEZEMBRO - 2023/2022**  
**(A PREÇOS DE DEZEMBRO/2023 - IPCA)**

UNIDADE: R\$ MILHÕES

DIVISÃO ECONÔMICA (CNAE)	ARRECADÇÃO		DIFERENÇAS	
	JAN-DEZ/23 [A]	JAN-DEZ/22 [B]	[A]-[B]	[A]/[B]%
. EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS	15.828	37.686	(21.857)	(58,00)
. COMBUSTÍVEIS	85.456	102.306	(16.850)	(16,47)
. METALURGIA	15.950	25.437	(9.487)	(37,30)
. FABRICAÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS	27.967	35.689	(7.722)	(21,64)
. COMÉRCIO ATACADISTA	135.819	142.799	(6.979)	(4,89)
. ADMIN. PÚBLICA, DEFESA E SEGURIDADE SOCIAL	96.497	102.918	(6.421)	(6,24)
. FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DO FUMO	2.269	7.914	(5.644)	(71,32)
. FABRIC. DE EQUIP. DE INFORMÁTICA E ELETRÔNICOS	13.709	16.796	(3.087)	(18,38)
. ATIVID. DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE INFORMAÇÃO	19.628	22.595	(2.967)	(13,13)
. SERV. DE ESCRIT., APOIO ADMINIST. E OUTROS SERV.	33.969	35.396	(1.427)	(4,03)
<b>SUBTOTAL [A]</b>	<b>447.093</b>	<b>529.534</b>	<b>(82.441)</b>	<b>(15,57)</b>
<b>DEMAIS [B]</b>	<b>1.174.482</b>	<b>1.098.925</b>	<b>75.557</b>	<b>6,88</b>
<b>TOTAL [C]=[A]+[B]</b>	<b>1.621.575</b>	<b>1.628.459</b>	<b>(6.884)</b>	<b>(0,42)</b>

Não é um absurdo considerar que parte desta perda de pujança industrial tenha decorrido de preços elevados do Gás Natural, seja como insumo produtivo ou energético. Se considerarmos os impostos estaduais e municipais, esses valores podem ser piores, porém não foi possível a sua identificação. O desaquecimento da economia tem provocado a demissão de postos de trabalho em vários setores econômicos intensivos no uso do gás natural.

Por outro lado, conforme indicado no setor de gás natural, há ao mínimo dois fatores que estão impactando diretamente os preços ofertados:

- falta de concorrência na venda do energético – decorrente da dificuldade do acesso às infraestruturas necessárias, da cabeça do poço até ao consumidor; e
- valores de acesso cobrados podem estar gerando retornos extraordinários aos investidores ao longo da cadeia.

Conforme observado, enquanto o setor produtivo nacional desacelera e perde competitividade em relação a outros países, tanto no atendimento no próprio país e no mercado internacional, os agentes do setor de petróleo e gás natural podem estar obtendo retornos extraordinários.

Ao observarmos a perda de arrecadação da União de aproximadamente R\$ 17 Bilhões de reais com a desaceleração de dois segmentos setor produtivo, o investidor de infraestrutura necessária para escoar e processar gás natural pode estar tendo no mínimo um retorno extraordinário entre R\$ 9,35 e 15,68 bilhões, que salvo melhor juízo, poderia ser considerada como uma receita acima do custo razoável, considerando a devida remuneração do investimento para uma infraestrutura.

Neste sentido, é imprescindível a estruturação do setor proporcionando-se que o desenho de mercado possua uma infraestrutura dotada de racionalidade econômica e ambiental e acesso às infraestruturas de forma a promover a efetiva concorrência.

#### **4.5 Participação e Diagnóstico apresentados pelos Agentes do Setor e pelos Consumidores**

A identificação dos problemas levantados durante as oitavas do setor foi realizada de forma despersonalizada, sem atribuição específica ao agente privado que os relatou. Contou-se também com a contribuição técnica e percepção dos membros do CT2 em conjunto com a Coordenação do GT-GE, ambos compostos por servidores e empregados públicos dos vários órgãos e entidades governamentais. Até o dia 03/4/2024, o CT2 realizou 41 (quarenta e uma) reuniões com a participação de 74 participantes.

A organização adotada segue uma abordagem sequencial, sem categorizar a relevância dos problemas (Quadro 2). Os problemas foram separados levando em consideração suas particularidades, temas comuns e elos correspondentes.

**Quadro 2:** Diagnóstico dos agentes do setor no âmbito do GT-GE e Propostas do Comitê 2 (GT-GE).

#### **Escoamento, Processamento e Transporte (problemas comuns aos elos)**

##### **Diagnóstico apresentado pelos agentes do setor:**

##### ***Penalidades no Acesso às Infraestruturas (escoamento, processamento e transporte):***

- altos valores de penalidades, mesmo quando as ocorrências não prejudicam o sistema;
- penalidades diferentes para situações idênticas (cada operador de infraestrutura com uma penalidade diferente);
- penalidade sendo paga pelo agente que não deu causa;
- regras de penalidades não aderentes com as condições normais de oferta e demanda; e
- penalidades inibem maior oferta de gás natural (elevado risco observado pelos acessantes tem inibido maior oferta de gás natural).

##### **Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

É essencial:

- a revisão das regras de penalidades;
- a negociação para adequação dos contratos existentes;
- a promoção de produtos de flexibilidade para mitigação de penalidades; e
- o desenvolvimento de ambiente para negociação de capacidade de transporte em mercado secundário.

##### **Diagnóstico apresentado pelos agentes do setor:**

##### ***Falta de mecanismos de flexibilidade:***

- necessidade de gás de balanceamento e de produtos de curto prazo.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural para balanceamento e de curto prazo (cumprimento do inciso II do § 1º do Art. 6º da Resolução CNPE nº 03/2022);
- a oferta de serviços de balanceamento de rede e produtos de flexibilidade no mercado de curto e longo prazo, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional (cumprimento do inciso III do Art. 9º da Resolução CNPE nº 03/2022); e
- treinamento dos agentes do setor e promoção do uso desse ambiente para negociação de gás natural por todos os participantes do mercado de gás natural, especialmente os maiores supridores de gás natural.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Necessidade de celeridade na agenda regulatória da ANP:***

- grande quantidade de resoluções a serem alteradas e criadas visando atender os novos comandos da Lei nº 14.134/2021;
- harmonização entre as malhas de transporte; e
- regulação do plano coordenado dos transportadores.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- a estruturação de regras que possam ser adotadas pela Diretoria Colegiada durante um período de transição, enquanto não há publicação das novas regras setoriais pela Agência; e
- o estabelecimento de prioridades na agenda regulatória da ANP e monitoramento da sua execução por comitê formado por autoridades do MME, ANP e EPE, além de outros Ministérios.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Coordenação da contratação de capacidade de escoamento, processamento e transporte de forma concomitante:***

- mitigação do risco de conseguir acesso a um elo, mas não conseguir em outro elo da cadeia, visto ser uma indústria de rede.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- o estabelecimento de processo e prazos céleres para negociação de acesso de terceiros às infraestruturas;
- padronização dos períodos de contratação, bem como dos respectivos produtos de acesso ao escoamento, ao processamento e aos terminais de GNL, os quais devem ser sinérgicos com as regras de transporte dutoviário;
- a promoção da garantia de acesso a todas as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural, inclusive determinando ampliação, se houver necessidade e viabilidade técnica e econômica; e

- o planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Portal único para contratação de capacidade e transparência de informações:***

- oferta de capacidade para todas as instalações sujeitas a regimes de acesso; e
- produtos com horizontes intradiário, diário, mensal, trimestral e anual.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- o desenvolvimento de plataforma única para centralização e publicidade das informações e contratação das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, terminais de GNL e estocagem; e
- aperfeiçoamentos na plataforma de negociação de serviços de transporte de curto prazo.

**Escoamento e Processamento (Infraestrutura existente)**

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Falta de transparência:***

- não há clareza sobre capacidade disponível nas infraestruturas existentes;
- não há transparência nas informações sobre os custos, depreciação e operação dos ativos;
- falta de transparência quanto à razoabilidade dos investimentos nas infraestruturas existentes; e
- não há disponibilização pública de informações previamente à negociação de acesso.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de regras para a publicidade de informações pelos operadores das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural; e
- desenvolvimento de plataforma única para centralização e publicidade das informações das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, terminais de GNL e estocagem.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Remuneração da infraestrutura:***

- não há clareza na definição da remuneração para o acesso às infraestruturas;
- não há clareza sobre remuneração de investimentos realizados por terceiros e doados para Petrobras; e
- não há definição de remuneração para novas infraestruturas.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, segregadas das atividades de E&P;
- estabelecimento de regras claras sobre remuneração, compatível com os riscos das atividades;
- previsibilidade da definição da WACC;
- estabelecimento de WACC fixo enquanto não há regulação definitiva do tema; e
- criação de comitê para avaliar termos dos contratos existentes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Ampliação de capacidade existente:***

- falta de clareza sobre o processo de ampliação de infraestruturas por terceiros.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros;
- promoção do maior uso das infraestruturas de escoamento e de processamento existentes, antes de decidir pela construção de novas;
- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas; e
- determinação de ampliação ou construção de infraestrutura de escoamento, processamento e de transporte de gás natural, quando houver necessidade para garantia de acesso aos interessados e viabilidade.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Planejamento das infraestruturas:***

- não há planejamento da ampliação da capacidade existente ou construção de novas infraestruturas visando atendimento dos campos adjacentes, inclusive futuros;
- falta de coordenação entre campos de E&P para construção de gasodutos estruturantes e UPGNs;
- necessidade de considerar no projeto da UPGN não só as características do gás a ser escoado, mas também o atendimento do mercado de subprodutos do gás natural; e
- altos riscos para as empresas viabilizarem projetos de infraestruturas de escoamento e processamento.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas;
- ANP e os operadores de E&P devem fornecer dados de oferta e de potencial de oferta para os estudos de planejamento;

- determinação de ampliação ou construção de infraestrutura de escoamento, processamento e de transporte de gás natural, quando houver necessidade para garantia de acesso aos interessados e viabilidade; e
- promoção do maior uso das infraestruturas de escoamento e de processamento existentes, antes de decidir pela construção de novas.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Alto custo do acesso ao escoamento e processamento:***

- empilhamento dos custos de todos os elos da cadeia acaba fazendo com que a venda do gás para a Petrobras nos primeiros elos da cadeia seja mais vantajosa;
- há a possibilidade de alguns investimentos em UPGNs não terem sido realizados pela Petrobras, mas sendo considerados no custo de acesso;
- custo do acesso prejudica competitividade do gás natural e surgimento de mercado concorrencial; e
- complexidade na operação exigindo equipe capacitada.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, segregadas das atividades de E&P;
- estabelecimento de regras claras sobre remuneração, compatível com os riscos das atividades;
- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros;
- no caso de pagamento do acesso com gás natural ou seus derivados, estes devem ser valorados a preços compatíveis com o mercado; e
- criação de comitê para avaliar, discutir e negociar revisão de termos dos contratos existentes, que possam ser prejudiciais às operações por terceiros.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Penalidades:***

- há pouca ou nenhuma margem de negociação das penalidades previstas nos contratos;
- ausência de cláusulas mínimas que deveriam constar nos contratos;
- várias penalidades são decorrentes de falhas ou reprogramações da operação da produção, escoamento e processamento de responsabilidade da Petrobras - agentes não têm atuação nessas operações - penalização sem dar causa; e
- falha em um elo da cadeia geralmente se propaga nos demais elos, tornando as penalidades cumulativas.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos;

- negociação para adequação dos contratos existentes;
- promoção de produtos de flexibilidade para mitigação de penalidades; e
- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural para balanceamento e de curto prazo.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Proporcionalidade das penalidades/elevada penalidade:***

- não há mercado com produtos de flexibilidade - falta de maturidade do mercado;
- custo dos produtos atuais de flexibilidade é alto;
- as penalidades não são proporcionais aos eventuais efeitos negativos à operação do sistema; e
- há produtores de gás não associado que preferem não vender mais gás, pois podem incorrer em penalidades.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos;
- negociação para adequação das penalidades nos contratos existentes;
- promoção de produtos de flexibilidade para mitigação de penalidades; e
- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural para balanceamento e de curto prazo.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Penalidades viram receita para detentor da infraestrutura:***

- as penalidades pagas pelos agentes viram receita do detentor da infraestrutura, não revertendo para melhoria do sistema.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos; e
- negociação para adequação das penalidades nos contratos existentes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Forma de contratação - negociação do contrato:***

- negociação é feita com base na percepção de valor do serviço;
- pouca abertura para negociação;
- assemelha-se a contrato por adesão;
- acesso ao escoamento é definido pela plataforma de produção de gás; e a Petrobras, normalmente, é a operadora da plataforma;
- dificuldade para negociação do prazo contratual - não é possível ter contratos de curto prazo; e
- necessidade de assinatura de termo de confidencialidade para acesso a algumas informações.

**Propostas de Comitê 2 para avaliação:**

- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros;
- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, segregadas das atividades de E&P;
- estabelecimento de regras claras sobre remuneração, compatível com os riscos das atividades;
- estabelecimento de processo e prazos céleres para negociação de acesso de terceiros às infraestruturas;
- avaliação pela ANP de todos os casos de negativa de acesso;
- revisão periódica dos códigos de conduta e prática de acesso para redução dos casos de negativa de acesso; e
- possibilidade de atuação de ofício da ANP para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes em negociação de acesso.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Forma de contratação do acesso:***

- não há clareza sobre forma de contratação de acesso;
- necessidade de mitigação do risco de conseguir acesso a um elo, mas não conseguir em outro elo da cadeia, visto ser uma indústria de rede; e
- Petrobras sugere coordenação para contratação conjunta de escoamento, processamento e transporte.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros;
- desenvolvimento de plataforma única para centralização e publicidade das informações das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, terminais de GNL e estocagem;
- estabelecimento de processo e prazos céleres para negociação de acesso de terceiros às infraestruturas;
- promoção da garantia de acesso a todas as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural, inclusive determinando ampliação, se houver necessidade e viabilidade; e
- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Prazo longo de contratação:***

- não é possível fazer contratos de curto prazo; e
- só é possível sair dos contratos se ceder para um terceiro.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- promoção do maior uso das infraestruturas de escoamento e de processamento existentes, antes de decidir pela construção de novas;
- avaliação pela ANP de todos os casos de negativa de acesso;
- revisão periódica dos códigos de conduta e prática de acesso para redução dos casos de negativa de acesso; e
- possibilidade de atuação de ofício da ANP para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes em negociação de acesso.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Direito de preferência de proprietário:***

- pode criar ociosidade e não permitir outros produtores negociarem acesso.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, segregadas das atividades de E&P;
- operador da infraestrutura deve dar tratamento isonômico e não discriminatório a todos os usuários, inclusive os usuários proprietários; e
- publicidade aos extratos dos termos de acesso de todos os usuários, inclusive dos usuários proprietários.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Código de conduta e prática de acesso à infraestrutura:***

- código elaborado pelo IBP não foi submetido à aprovação da ANP; e
- não há diretrizes estabelecidas pela ANP para a elaboração dos códigos de conduta e prática de acesso às infraestruturas.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de diretrizes em regulamento até publicação de regulação pela ANP; e
- revisão periódica dos códigos de conduta e prática de acesso, entre outros, para redução dos casos de negativa de acesso.

**Específicos de Processamento de Gás Natural (Infraestrutura existente)**

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Venda de LGN e C5+ para o detentor da Infraestrutura decorrente do Acesso Negociado:***

- existe praticamente apenas um único comprador de LGN e C5+ (operador da infraestrutura), para o qual os agentes acessantes são obrigados a vender com significativo desconto em relação ao preço de mercado;
- definição da alocação de produção dos produtos (quantidade e local) é feita pela Petrobras e não necessariamente visa ao atendimento dos acessantes - acessantes são apenas informados e obrigados a tomar providências para a comercialização dos produtos;

- riscos de falha e erros/mudanças de programação, mesmo causados pela Petrobras, são assumidos pelos acessantes;
- operação complexa aumenta riscos e custos; e
- não há negociação de acesso a refinarias.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- no caso de pagamento do acesso com gás natural ou seus derivados, estes devem ser valorados a preços compatíveis com o mercado;
- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos;
- assegurar o acesso de terceiros a qualquer duto de transporte após a UPGN; e
- criação de comitê para identificar, discutir e negociar revisão de dispositivos nos contratos de acesso que possam ser prejudiciais às operações por terceiros.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Processamento não é contratualmente integrado:***

- contratação de acesso é por UPGN;
- custo do acesso interruptível às UPGNs é o dobro do acesso firme, mas quem controla a operação é a Petrobras; e
- acesso firme se paga mesmo que não utilize - mesmo em caso de parada para manutenção.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, segregadas das atividades de E&P;
- estabelecimento de regras claras sobre remuneração, compatível com os riscos das atividades;
- promoção do maior uso das infraestruturas existentes, inclusive de terminais de GNL, antes de decidir pela construção de novas;
- promoção da integração e compartilhamento das infraestruturas, para maior aproveitamento e eficiência no seu uso;
- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros;
- operador da infraestrutura deve dar tratamento isonômico e não discriminatório a todos os usuários, inclusive os usuários proprietários;
- revisão dos parâmetros para as penalidades em novos contratos; e
- negociação para adequação das penalidades nos contratos existentes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Especificação do gás natural:***

- necessidade de flexibilização da especificação (teor de metano) do gás natural para os produtores manterem o processamento em UTGCA e disponibilizar

maior volume de gás ao mercado, considerando a composição do gás proveniente do Pré-Sal;

- variações da qualidade do gás natural podem prejudicar alguns segmentos da indústria, inclusive decorrente de restrição do nível de emissões em alguns Estados;
- ampliação da UTGCA poderia processar os derivados de gás natural e aumentar o retorno para os acessantes; e
- pode haver problema para destinação do etano, no caso da UPGN do Gaslub.

#### **Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas;
- planejamento integrado e coordenado deve abranger oferta de derivados de gás natural;
- determinação de ampliação ou construção de infraestrutura de escoamento, processamento e de transporte de gás natural, quando houver necessidade para garantia de acesso aos interessados e viabilidade técnica e econômica;
- promoção do maior uso das infraestruturas de escoamento e de processamento existentes, antes de decidir pela construção de novas;
- publicidade e transparência das informações sobre as infraestruturas, inclusive para negociação de acesso de terceiros; e
- estabelecimento de processo e prazos céleres para negociação de acesso de terceiros às infraestruturas.

### **Transporte (Infraestrutura existente)**

#### **Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

##### ***Processo de contratação do serviço de transporte:***

- necessidade de simplificação do processo de contratação do serviço de transporte; e
- necessidade de plataforma para negociação de capacidade secundária.

#### **Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- a padronização e simplificação dos contratos dos serviços de transporte;
- aperfeiçoamentos na plataforma de negociação de serviços de transporte de curto prazo; e
- desenvolvimento de plataforma para negociação de capacidade de transporte em mercado secundário.

#### **Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

##### ***Conexão de outros modais alternativos no sistema de transporte dutoviário:***

- ampliação da área de cobertura do suprimento de gás natural (criação de novos mercados), por meio de outros modais alternativos ao dutoviário; e

- necessidade de flexibilização e simplificação de tarifas para bases de compressão e liquefação.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- oferta de produtos de serviço de transporte customizados para determinados segmentos, considerando as suas características; e
- necessidade de estabelecimento de regras para expansão dos modais e sua relação com as infraestruturas dutoviárias e áreas de atendimento, de forma a promover segurança jurídica ao exercício da atividade.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Possibilidade de tarifas de transporte diferentes para determinados segmentos:***

- necessidade de produtos específicos para algumas atividades:
  - estocagem;
  - compressão e liquefação de gás natural;
  - fertilizantes; e
  - térmicas.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- a realização de estudos e a oferta de produtos de serviço de transporte customizados para determinados segmentos, considerando as suas características.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Integração das malhas de transporte:***

- necessidade de eliminação tarifa de interconexão entre transportadores;
- existência de tarifas distintas entre as áreas dos transportadores; e
- falta da regulamentação das regras de repasse de receitas entre transportadores.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- a promoção da coordenação dos transportadores para a fusão das áreas de mercado de capacidade;
- enquanto não houver a fusão das áreas de mercado de capacidade, redução da tarifa de interconexão (conforme comando previsto no inciso V do Art. 5º da Resolução CNPE nº 03/2022); e
- utilização das tarifas postais, enquanto não há estabelecimento de regras claras para aplicação das tarifas baseadas com fator locacional de forma a mitigar as condições que favoreçam discrepâncias acentuadas de preços entre as Regiões do País (conforme precaução prevista no inciso IV do Art. 3º da Resolução CNPE nº 03/2022).

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Possibilidade de conexão de unidades industriais diretamente ao sistema de transporte***

- experiência internacional permite conexão de unidades industriais diretamente ao sistema de alta pressão.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- harmonização entre as regulações federal e estaduais (a ser endereçada fora do GT-GE), conforme Decreto nº 10.712/2021 e as competências da União e dos estados;

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Remuneração para atração de investimentos em infraestruturas de transporte dutoviário:***

- falta de clareza na regulação, pois não é possível reproduzir um fluxo de caixa previsível sob a ótica do investidor;
- falta de segurança e previsibilidade para investimentos em transporte;
- falta de previsibilidade na definição de WACC (sigla em inglês para Custo Médio Ponderado de Capital); e
- falta de clareza nas regras de forma a promover segurança jurídica ao exercício da atividade.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

É essencial:

- o estabelecimento de regras claras sobre remuneração e estruturação de um fluxo de caixa;
- o desenvolvimento de metodologia para cálculo da WACC; e
- o estabelecimento de WACC fixo enquanto não há regulação definitiva do tema.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Imprevisibilidade de demanda das infraestruturas de transporte:***

- muita incerteza do comportamento da demanda nas infraestruturas ao longo do tempo;
- possibilidade de *bypass* das infraestruturas existentes;
- possibilidade de conexão direta das fontes de suprimento ao serviço local de gás canalizado ou até o próprio consumidor;
- atual desconstrução da térmicas;
- dificuldade de identificação da demanda atual e futura, visando expansão das infraestruturas; e
- risco de aumento de tarifa.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

É essencial:

- o estabelecimento de regras de interconexão entre infraestruturas (relação entre oferta e demanda), com observância ao disposto no Art. 9º do Decreto nº 10.712/2021 e as competências da União e dos estados;
- a coordenação dos agentes, a divulgação de dados de previsão de oferta e previsão de demanda, visando reduzir ao máximo a assimetria de informações;
- a previsibilidade de comportamento de demanda e a alocação máxima possível dos usuários nos sistemas, de forma a dar previsibilidade aos investidores, trazer a modicidade dos valores pagos pelo acesso, introduzir a concorrência entre fontes de suprimento e a devida concorrência entre os consumidores alocados nas diversas regiões do país;
- a promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural, que aumenta segurança energética inclusive para térmicas.

### **Novas infraestruturas (Escoamento, Processamento e Transporte)**

#### **Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

#### ***Carência de novas infraestruturas de escoamento da produção, unidades de processamento e transporte:***

- os agentes produtores não conseguem se coordenar, pois novos campos surgem ao longo do tempo (tempos distintos);
- agentes têm interesses conflitantes entre si (são concorrentes);
- agentes têm poderes econômicos e “forças de negociação” distintas;
- não tem ninguém que coordene os agentes de forma isonômica: agentes tentam se coordenar “sozinhos”;
- havendo um planejamento, deve envolver desde escoamento até distribuição; e
- necessidade de sinalização para planejamento dos investimentos de longo prazo.

#### **Investidores Terceiros**

- **assimetria de informações para investidores privados (terceiros) em infraestruturas (há exigência de assinatura de termo de confidencialidade para acessar curvas futuras de produção).**

#### **Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- para novas regiões a serem desenvolvidas Oferta de Leilão de Blocos de Petróleo e Gás Natural em *cluster* (regiões próximas) (aproximar as datas em prazos semelhantes para viabilizar infraestruturas);
- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas;
- pesquisa periódica de demanda com agentes da indústria do gás natural, inclusive consumidores, para projeções de demanda para planejamento setorial;

- pesquisa deve incluir projeções de demanda das concessionárias de serviço local de gás canalizado; e
- determinação de ampliação ou construção de infraestrutura de escoamento, processamento e de transporte de gás natural, quando houver necessidade para garantia de acesso aos interessados e viabilidade.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Incorporação de novos investimentos na base de remuneração:***

- necessidade de definição de quais investimentos entram diretamente na Base Regulatória de Ativos (BRA);
- necessidade de definição de processo para gasodutos *greenfield*; e
- falta de previsibilidade do momento em que começará a receber pelos investimentos realizados.

**Propostas do Comitê (GT-GE) para avaliação:**

- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas;
- estabelecimento de regras para incorporação dos investimentos na BRA;
- estabelecimento de critérios mínimos para outorga de autorização para construção de gasodutos *greenfield* e incorporação na BRA; e
- monitoramento da execução da construção ou ampliação da infraestrutura que será incorporada na BRA.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Financiabilidade:***

- falta de interessados em assinar contratos de longo prazo; e
- regulamentação da Lei do Gás poderia dar maior segurança para investimentos.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de regras para incorporação dos investimentos na BRA; e
- estabelecimento de critérios mínimos para outorga de autorização para construção de gasodutos *greenfield* e incorporação na BRA.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Licenciamento ambiental:***

- necessidade de maior agilidade no processo de licenciamento ambiental.

**Proposta do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- fora do escopo do GT-GE, mas possibilidade de discussão com órgãos ambientais competentes.

**Serviço Local de Gás Canalizado Estaduais (SLGC)**

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Harmonização Regulatória com as Distribuidoras***

- cada Estado está fazendo regulamentação distinta;
- alguns Estados querem regular a atividade de comercialização de gás natural; e
- alguns Estados dificultam o surgimento do consumidor livre.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- harmonização entre as regulações federal e estaduais (a ser endereçada fora do GT-GE), conforme Decreto nº 10.712/2021 e as competências da União e dos estados;

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Harmonização Tributária***

- necessidade de contínua discussão para remoção das diversas barreiras encontradas;
- necessidade de discussão de aperfeiçoamentos para simplificar o acesso ao sistema de transporte e viabilizar maior dinamismo;
- uniformização de alíquotas; e
- evitar cumulatividade fiscal.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE):**

É essencial:

- a interação com Confaz para buscar simplificação da tributação do setor de gás natural (a ser endereçada fora do GT-GE); e
- a harmonização regulatória e tributária entre as regulações federal e estaduais (a ser endereçada fora do GT-GE).

**Estocagem**

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Não há instalações de estocagem de gás natural:***

- necessidade de regulação do modelo de acesso;
- mitigaria situações que gerariam penalidades;
- permitiria redução de reinjeção por falta ou falha de demanda;
- permitiria estabilização do preço do gás natural no mercado;
- permitiria integração entre os setores elétrico e de gás natural;
- facilitaria o dimensionamento do sistema de transporte para atendimento à demanda máxima; e
- pode propiciar estoques reguladores para segurança de suprimento.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- estabelecimento de modelo de negócio para as infraestruturas de escoamento, processamento e estocagem de gás natural e para terminais de GNL;
- estabelecimento de regras claras sobre remuneração, compatível com os riscos das atividades;
- estabelecimento de processo e prazos céleres para negociação de acesso de terceiros às infraestruturas;
- promoção do maior uso das infraestruturas existentes, inclusive de estocagem de gás natural, antes de decidir pela construção de novas;
- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas, inclusive estocagem de gás natural;
- determinação de ampliação de infraestrutura, inclusive de estocagem de gás natural, quando houver necessidade para garantia de acesso aos interessados e viabilidade;
- estabelecimento de regras de interconexão de infraestruturas;
- possibilidade de definir incorporação de instalações de estocagem subterrânea de gás natural no sistema de transporte dutoviário de gás natural, para a garantia da segurança energética; e
- possibilidade de criar produto de transporte específico para estocagem de gás natural.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Necessidade de sistema fiscal e tributário para estocagem:***

- reconhecimento da estocagem como instrumento de flexibilização e securitização do mercado de gás natural.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- interação com Confaz para buscar tributação adequada da atividade de estocagem subterrânea de gás natural (a ser endereçada fora do GT-GE).

## **Mercado e Outros**

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Riscos à abertura do mercado de gás natural:***

- Petrobras está negociando contratos de longo prazo com as distribuidoras, o que pode fechar mercado; e
- mercado, no futuro, pode continuar atrelado ao preço do gás que a Petrobras está definindo nos seus contratos atualmente.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- criação de contratos padronizados de comercialização de gás natural;
- contratos de comercialização devem ser de curto prazo, principalmente durante o período de transição;
- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural;

- promoção do uso desse ambiente por todos os participantes do mercado de gás natural, especialmente os maiores fornecedores de gás natural;
- publicidade dos custos de acesso às infraestruturas, para transparência na formação do preço do gás nacional; e
- recomendação para incluir cláusula de redução de volume contratado nos contratos de suprimento de gás natural.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Necessidade de maior promoção da concorrência do mercado por meio do aumento e diversificação da oferta de gás natural:***

- a exemplo do que vem sendo observado na Região Nordeste.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- criação de contratos padronizados de comercialização de gás natural;
- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural;
- promoção do uso desse ambiente por todos os participantes do mercado de gás natural, especialmente os maiores fornecedores de gás natural; e
- publicidade dos custos de acesso às infraestruturas, para transparência na formação do preço do gás nacional.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Necessidade de produtos de flexibilidade e redução de riscos:***

- produtos de flexibilidade, para evitar penalidades;
- contratos de *backup*; e
- supridor de última instância.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- criação de contratos padronizados de comercialização de gás natural;
- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural para balanceamento e de curto prazo;
- promoção do uso desse ambiente por todos os participantes do mercado de gás natural, especialmente os maiores fornecedores de gás natural;
- padronização e simplificação dos contratos dos serviços de transporte;
- aperfeiçoamentos na plataforma de negociação de serviços de transporte de curto prazo; e
- desenvolvimento de ambiente para negociação de capacidade de transporte em mercado secundário.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Formação do Preço:***

- necessidade de maior transparência na formação do preço nacional;
- preços diferenciados para uso como matéria-prima;
- preço deve considerar produção nacional; e
- formação de preços regionais.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- promoção do desenvolvimento de ambiente para negociação de gás natural; e
- publicidade dos custos de acesso às infraestruturas, para transparência na formação do preço do gás nacional.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Contratos desequilibrados de compra e venda de gás natural entre produtores e Petrobras:***

- condições de venda inviabilizam maior oferta de gás natural pelos produtores; e
- contratos bem desequilibrados, firmados quando a Petrobras não permitia acesso de terceiro às suas infraestruturas.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- incentivar renegociação dos contratos entre as partes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Contratos legados de serviço de transporte:***

- Petrobras antecipou lucro das transportadoras quando da alienação da TAG e NTS; e
- não é justo repassar para os novos carregadores antecipação da receita que a Petrobras já recebeu.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- criação de comitê para identificar, discutir e negociar:
  - BRA dos ativos de transporte em operação;
  - depreciação e amortização dos ativos de transporte para incorporação na BRA;
  - contratos legados que vencerão nos próximos anos.
- maior transparência dos ativos de transporte.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Aquisição de campo com obrigatoriedade de compra de gás da Petrobras:***

- venda casada: contrato firmado no desinvestimento de um campo prevê venda do gás produzido para a Petrobras por um preço muito inferior ao que é obrigado a comprar para a operação de um outro campo.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- incentivar renegociação dos contratos entre as partes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Gas release (programa de desconcentração do mercado de gás natural):***

- pode não haver as condições necessárias para executar um programa de *gas release* neste momento.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- monitoramento das condições do mercado concorrencial de gás natural pela ANP para propor medidas como o *gas release*, se entender necessário.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Integração com biometano:***

- permitir livre acesso ao mercado de gás natural no sistema de transporte, para servir de *backup* para o suprimento de biometano em alguns projetos;
- criação de mecanismos de *swap* de biometano entre redes de transporte e de distribuição; e
- interiorização com atendimento a clientes distantes de gasodutos de transporte.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- harmonização entre as regulações federal e estaduais (a ser endereçada fora do GT-GE), para viabilizar *swap* de gás natural entre as redes, inclusive biometano;
- planejamento integrado e coordenado para prever necessidade de construção ou ampliação das infraestruturas, inclusive para biometano; e
- pesquisa de produção de biogás e biometano para subsidiar o planejamento integrado e coordenados das infraestruturas do setor de gás natural e permitir coordenação entre os agentes interessados no biometano.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Clareza de competência regulatória para GNC:***

- ANP é competente para regular a atividade de GNC; e
- monopólio dos Estados sobre serviço local de gás canalizado não pode abranger GNC.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- harmonização entre as regulações federal e estaduais (a ser endereçada fora do GT-GE), para reforçar a competência da ANP para regular a atividade de GNC.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Relatórios periódicos sobre condições do mercado concorrencial de gás natural:***

- agência reguladora avaliar o nível de liquidez e indicadores de abertura do mercado;
- publicar periodicamente o relatório; e
- identificação de barreiras regulatórias.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- criação de comitê com autoridades do MME, ANP e EPE, e outros Ministérios, para monitorar a abertura do mercado de gás natural, identificar barreiras regulatórias e monitorar a implementação de medidas necessárias.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Térmicas inflexíveis:***

- redução da inflexibilidade de térmicas pode permitir aumento de oferta de gás natural.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- fora do escopo do GT-GE, mas possibilidade de discussão com órgãos competentes.

**Diagnostico apresentado pelos agentes do setor:**

***Integração com setor elétrico:***

- conversão das atuais térmicas e utilização do biometano na geração de energia;
- regras de leilão para novas térmicas; e
- regras de leilão para atuais térmicas que estão em fim de contrato.

**Propostas do Comitê 2 (GT-GE) para avaliação:**

- encaminhamento para o Comitê 5, para análise.

## **5 PROPOSTAS DO COMITÊ 2 (GT-GE) QUANTO AO ACESSO AO MERCADO DE GÁS NATURAL**

Conforme abordado no início do Relatório, o CT2 – Acesso ao Mercado de GN tem por objetivos específicos:

- a) aumentar o número de ofertantes de gás natural no mercado doméstico; e
- b) atrair investimentos privados para as infraestruturas.

Colimados aos objetivos específicos foram detalhados os seguintes tópicos:

- i) Avaliar *mecanismos para atrair investimentos privados* em infraestruturas nacionais;
- ii) Transparência na *formação de preços nacionais* (a participação das infraestruturas na formação de preços);
- iii) Proporcionar *aumento sustentável do investimento, da produção e do consumo* de gás natural;
- iv) Estruturação de mercado para uma *indústria competitiva, eficiente e baixo custo de transação* entre elos da cadeia;
- v) Como proporcionar as *externalidades positivas para os consumidores*;
- vi) Identificação e transparência das *restrições técnicas das infraestruturas existentes*; e

vii) Outras medidas que julgar conveniente.

Após a listagem dos problemas consolidados com contribuições e relatos recebidos dos agentes da indústria do gás natural, conforme disposto anteriormente, as propostas foram concebidas de forma abrangente com o objetivo de, por meio de medidas regulatórias, sanar um ou mais dos problemas identificados.

Na busca das soluções, foi consultado o marco regulatório do setor de gás natural, assim como a prática e as recomendações internacionais para o setor de petróleo e gás natural (O&G). A verificação do *benchmarking* internacional possibilitou observar a regulação europeia, em especial, exemplos de órgãos reguladores de gás natural da Noruega e do Reino Unido, assim como a legislação setorial americana e as diretivas, orientações e recomendações da OCDE e da IEA, sobre o setor de infraestrutura e de gás natural aplicáveis à resolução dos problemas mapeados e identificados.

O ponto nodal da solução a ser proposta é a mudança conceitual no tratamento das atividades de escoamento e de processamento de gás natural, elos em que se observou a maior parte dos problemas e que afetam os demais elos da cadeia do gás natural.

As atividades de escoamento e de processamento de gás natural têm características de monopólio natural, enquanto as atividades de exploração e produção (E&P) de O&G são concorrenciais. Dessa forma, há riscos e retornos de investimentos distintos, com perfis de investidores diferentes para cada atividade. A segregação das atividades de escoamento e de processamento de gás natural das atividades de E&P permite a alocação adequada de riscos e remuneração condizente.

Para isso haverá a necessidade do estabelecimento de um **modelo de negócio específico para as atividades de escoamento e de processamento de gás natural**, com regras claras para a outorga da autorização para a exploração das infraestruturas, para atrair investidores que buscam retorno do capital investido em infraestruturas. Esta é a **Proposta nº 1**.

Ao segregar as atividades, por ser uma indústria de rede, haverá maior necessidade de coordenação entre essas atividades e as de E&P, bem como com o elo de transporte. A implementação de cada infraestrutura deve ser coordenada e as capacidades compatíveis. Dessa forma, será necessário o **planejamento integrado e coordenado das infraestruturas do setor de gás natural**. Esta é a **Proposta nº 2**.

Essas atividades, pelas suas características, devem ter tratamento de monopólio natural, de modo que se torna necessária a adequada regulação econômica, para evitar o abuso do poder de mercado pelo detentor da infraestrutura. O estabelecimento da **remuneração justa e razoável** para os investimentos nessas infraestruturas, para o **acesso de terceiros**, é a **Proposta nº 3**.

Para a maximização do uso das infraestruturas, é importante que todas as informações sobre elas estejam disponíveis para os interessados no acesso. A **transparência de informações** do setor não se restringe apenas às infraestruturas. Para alcançar o mercado concorrencial de gás natural, há a necessidade de redução da assimetria de informações de modo geral, sendo essa a **Proposta nº 4**.

Para manter o monitoramento institucional do setor, visando identificar problemas, conjunturais ou estruturais, e atuar nas soluções, propõe-se ainda a criação

de um **comitê governamental de monitoramento setorial**, composto por autoridades do setor. Esta é a **Proposta nº 5**.

Decorrente dessas propostas, **outras medidas e ações também serão sugeridas**, compondo o conjunto de propostas do CT2. A seguir tem-se o detalhamento da concepção e descrição das propostas do CT2.

### **5.1 Proposta nº 01: Modelo de Negócio Específico para a Infraestrutura de Escoamento e de Processamento de Gás Natural**

Durante a oitiva dos agentes da indústria do gás natural, percebeu-se que boa parte das questões trazidas se referia aos elos de escoamento e de processamento de gás natural, a começar pelo custo do acesso e falta de coordenação entre as infraestruturas.

Quando os operadores de E&P atuam nesses elos, há uma tendência para evitar o acesso de terceiros, pois se tornarão concorrentes no mercado de gás natural. A segregação das atividades de escoamento e de processamento de gás natural das atividades de E&P permite atrair novos investidores, especializados nessas infraestruturas e com atuação totalmente diferente dos operadores de E&P. Para isso, propõe-se a criação de um modelo de negócio específico para as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural.

A adequada alocação de riscos e remuneração condizente com tais riscos permitirá ainda a redução dos custos desses dois elos cada cadeia do gás natural. É certo que a atividade de E&P possui maiores riscos, ensejando um retorno maior. Já as atividades de escoamento e de processamento tem riscos menores, podendo ter remuneração de capital menor, em benefício de um custo menor para o consumidor do gás natural. O estabelecimento de regras claras e transparentes, principalmente dos parâmetros econômico-financeiros adequados, atrairá investidores nacionais e internacionais interessados em investimentos em infraestruturas.

Como se busca a atração de investidores que visam investimentos em infraestruturas, há necessidade de definição de parâmetros econômico-financeiros, como a própria remuneração do capital investido na infraestrutura, justa e adequada, e o período de amortização.

A transparência de tais parâmetros econômico-financeiros permite constituir uma base regulatória de ativos (BRA), cuja repercussão e efeito sobre o mercado é a previsibilidade, na medida em que possibilita estimar a receita e o retorno financeiro para o investidor, bem como estimar o valor justo dessa remuneração, expresso na forma de tarifa com valor módico (art. 8º, I, VI, da Lei nº 9.478/1997 c/c art. 3º, III, V, do Decreto nº 2.455/1998) a ser pago pelo conjunto da sociedade, ou seja, o valor efetivo pago pelo consumidor deve ser, também, justo e razoável. A **remuneração justa e adequada** será tratada na **Proposta nº 3**, a ser apresentada na seção 5.3.

A construção de tal lógica implicará no comando de que a ANP autorize apenas instalações necessárias para atender e garantir o abastecimento nacional, promovendo eficiência alocativa e produtiva, maximização da utilização das infraestruturas, gerando menos impacto nos custos de escoamento e de processamento e menor impacto aos preços observados pelos consumidores. Isso será assegurado pelo **planejamento setorial integrado**, que se constituirá na **Proposta nº 2**, a ser apresentada na seção 5.2.

Visando trazer elemento de concorrência entre os investidores em infraestruturas, a autorização será outorgada mediante processo competitivo, cujo critério de seleção pode ser o de menor receita para o período, tendo em vista os parâmetros e aspectos econômicos utilizados no fluxo de caixa projetado pela modelagem prevista no chamamento de interessados. Ao final do processo, caberá à ANP avaliar se os valores ofertados são ou não satisfatórios. Se for superior ao previsto, a Agência avaliará sobre a deliberação da outorga, a partir da hipótese da estimativa do impacto que a inexistência da infraestrutura pode proporcionar ao consumidor final e ao mercado nacional. Igualmente, avaliar o impacto sobre o consumidor quanto aos valores cobrados, porquanto a receita proposta e vencedora do processo competitivo será expressa em custo, a ser pago, em última instância, pelo consumidor do energético.

A definição e a transparência dos parâmetros econômico-financeiros devem ser requisitos para a outorga de autorização de infraestrutura de gás natural.

Não se vislumbra vedação à participação dos próprios concessionários de E&P na construção e exploração das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, contanto que atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos para a outorga da autorização. Além disso, importante permitir o acesso não discriminatório e isonômico a terceiros. Nesse quesito, o próprio proprietário usuário deve ser considerado um acessante, seguindo as regras estabelecidas para todos os demais.

Destaca-se também que o nível dos projetos a serem oferecidos pela ANP em processo seletivo público, mais próximo do nível conceitual, dá liberdade para os interessados aperfeiçoarem e proporem projetos otimizados e de menores custos. Além disso, a maturação dos projetos ocorrerá concomitantemente ao desenvolvimento das atividades exploração de uma determinada região ou bacia, de tal forma que, quando houver a declaração do primeiro campo e o volume viabilizar a infraestrutura de escoamento e de processamento, deve-se dar o início à sua construção, para atendimento dos prazos da produção do campo.

É importante ressaltar que, uma vez construídas as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, a regulação deverá buscar a maximização do seu uso, fazendo com que todos os campos de E&P na região sob sua influência as acessem para disponibilizar o gás natural ao mercado, enquanto tiver capacidade ociosa, e sejam adotadas as medidas de ampliação de capacidade existente, se viáveis técnica e economicamente.

Ao concentrar o fluxo do gás produzido para essas infraestruturas, torna-se relevante e necessária a adequada regulação dos parâmetros econômico-financeiros, para que os detentores das infraestruturas não abusem de sua posição de únicos provedores dos serviços. Ao mesmo tempo, isso dará previsibilidade de demanda pelos serviços, dando maior segurança ao investimento e reduzindo riscos.

A possibilidade de um modelo de negócio específico e formatado para remunerar a infraestrutura de gás natural preserva o interesse nacional, amplia a competitividade do país no cenário internacional com a atração de empresas nacionais e internacionais e promove redução dos custos de infraestruturas.

Aos produtores, será assegurado acesso às infraestruturas existentes, o que permitirá ampliação da concorrência na venda do gás natural. As infraestruturas não serão mais barreiras à entrada de novos ofertantes de gás natural.

Ressalte-se que todo o exposto vale também para o biogás e biometano, no que se refere a infraestruturas de escoamento e de tratamento para especificação do biometano.

Ademais, o conceito de modelo de negócio específico deve ser estendido também a outras infraestruturas em que há interesse de terceiros no acesso, a exemplo dos terminais de GNL e estocagem subterrânea de gás natural.

A proposta está aderente ao estudo “**Gás para o desenvolvimento**”, desenvolvido pelo BNDES (2020, 2021), contendo as seguintes considerações (grifos nossos):

É importante **desenvolver um novo modelo de negócio de operação de gasodutos** no Brasil, buscando a **implantação de infraestrutura de gasodutos de escoamento compartilhada entre diversas operadoras** de petróleo e gás. Os **novos gasodutos de escoamento deveriam ter participação de várias empresas** de petróleo, bem como **de investidores institucionais, podendo ou não ter a participação da Petrobras**. Em tal cenário, os **novos gasodutos poderiam continuar operados por produtoras** de petróleo e gás ou, **alternativamente**, por uma **empresa operadora de gasodutos**.

A **materialização de tal modelo de negócio** no Brasil poderia ser **fomentada por meio da criação de uma sociedade de propósito específico (SPE), responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento**, que, **no continente**, estaria **conectada a uma UPGN e, no mar**, por meio de uma **plataforma offshore concentradora, um hub**, se **interconectaria aos campos produtores de gás natural de diversas empresas ou consórcios**. Em resumo, as **operadoras** de petróleo e gás **conectariam seus campos produtores à plataforma hub em alto-mar**, que **disponibilizaria um gasoduto para escoamento de grande escala, com capacidade para transferir a produção de gás de diversos campos até a UPGN no continente**. **Depois do tratamento, a UPGN forneceria o gás especificado à malha de transporte**.

Nesse documento de 2020, o BNDES detalha o papel a ser desenvolvido por ele, enquanto instituição financeira, assim como, o papel da empresa líder estruturada como SPE, nos seguintes termos (grifos nossos):

Ao **BNDES**, caberia um **papel de destaque**, no qual **deveria**: (i) fomentar esse modelo de negócio e os projetos decorrentes; (ii) responsabilizar-se pela elaboração da estrutura financeira e contratual do projeto; (iii) financiar o projeto na modalidade *project finance*; (iv) articular o cofinanciamento com outros agentes financeiros; e (v) realizar *road shows* para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para possíveis investidores.

Haveria também a necessidade de **participação de uma empresa líder com larga experiência no negócio envolvido**. A empresa líder seria **responsável**: (i) pelo projeto de engenharia; (ii) pela implantação do projeto; e (iii) pela operação da infraestrutura construída. Cabe destacar que **não se requer que a empresa líder**, necessariamente, **tenha uma participação diferenciada na SPE**. O que dela se requer é que seja uma **empresa com experiência em dimensionamento e operação de gasodutos offshore, sendo produtora de petróleo e gás ou não**.

O BNDES (2021) atualiza a versão do estudo “**Gás para o desenvolvimento**” complementando com a seguinte informação (grifos nossos):

Cabe mencionar que, ao longo da iniciativa em tela, foi **identificado o interesse de investidores independentes** (não pertencentes ao segmento de E&P) no **desenvolvimento e investimento nesse tipo de projeto de infraestrutura**. Certamente, a **evolução de modelos com infraestrutura e serviço providos por terceiros, funcionando como elo independente**, está **condicionada à presença de competências e instrumentos que ofereçam confiabilidade aos produtores em relação à implementação e à operação do projeto**. No que diz respeito à **viabilidade de tais projetos em que a infraestrutura é desverticalizada em relação a E&P**, é

necessário também que a **curva de produção dos campos atendidos seja tal que permita às produtoras contratar uma capacidade mínima de utilização da infraestrutura, que assegure a financiabilidade do projeto e a remuneração dos investimentos.**

Portanto, como exposto, as **características dos campos offshore são fatores cruciais** nas decisões relacionadas à **monetização do gás natural e implantação de infraestrutura.** De acordo com o **potencial de volume disponível nos campos, suas localizações e os cronogramas previstos de exploração dos reservatórios de gás do pré-sal, os agentes do mercado deverão optar por rotas dedicadas ou compartilhadas.**

Pela descrição do BNDES, a **Proposta nº 01 é sinérgica e aderente** ao sondado com os agentes do setor e possíveis investidores, alinhando-se completamente com o entendimento do CT2 quanto à construção e implementação desta proposta.

### **5.1.1 Autorização de Infraestrutura de Escoamento e de Processamento de Gás Natural**

A seguir, será apresentada a **fundamentação normativa da Proposta nº 1** para o setor de gás natural, a partir do reconhecimento constitucional de sua natureza jurídica de monopólio da União.

De início, a **Proposta nº 01** tem pertinência e fundamentação com vários dos princípios e objetivos de uma política pública nacional visando ao aproveitamento racional das fontes de energia do país, em especial, o art. 1º, I, II, III, V, VI, IX, X, XI, XVIII, da Lei nº 9.478/1997, a seguir reproduzidos (grifos nossos):

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

I - preservar o interesse nacional;

II - promover o desenvolvimento, **ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;**

III - **proteger os interesses do consumidor quanto a preço,** qualidade e oferta dos produtos;

V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;

**VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;**

IX - promover a livre concorrência;

**X - atrair investimentos na produção de energia;**

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis.

No tocante ao procedimento da **autorização da infraestrutura a ser obtida mediante processo competitivo,** cuja **outorga** seria **obtida** pelo **investidor** que apresentar a **menor receita para o período.** Cabe à ANP o juízo discricionário de conveniência, oportunidade e razoabilidade quanto à deliberação da outorga.

Importa salientar alguns aspectos, que podem ser extraídos diretamente do texto constitucional, conforme reproduzido 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;

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União (art. 177, I a IV, § 1º, § 2º, I a III, da CF/1988).

Os elos que compõem a cadeia da indústria do gás natural (IGN) estão sujeitas ao monopólio da União. As empresas públicas ou privadas que atuam no setor de O&G são contratadas pela União e sujeitam-se a regras contratuais estabelecidas pelo órgão regulador do monopólio da União, a ANP. Cabe à ANP o exercício deste monopólio da União e a regulamentação do setor de gás natural.

A Lei nº 9.478/1997 regula o exercício do monopólio da União no setor de gás natural, primeiro sobre a sua dominialidade pública de bem da União (grifos nossos):

Art. 3º **Pertencem à União os depósitos** de petróleo, **gás natural** e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva (art. 3º, da Lei nº 9.478/1997).

O transporte mencionado no texto constitucional (art. 177, IV, da CF/1988) e na Lei nº 9.478/1997 (art. 4º, IV, c/c ar. 6º, VII, da Lei nº 9.478/1997) refere-se à movimentação em *lato sensu*, bem como o tratamento e o processamento de gás natural integram as atividades monopolizadas e específicas ao seu beneficiamento para possibilitar seu transporte, distribuição e utilização (art. 6º, II, VI, VII, da Lei nº 9.478/1997).

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

...

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

II – Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

VI – Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII – Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral (art. 4º, IV, c/c ar. 6º, II, VI, VII, da Lei nº 9.478/1997).

No tocante às atribuições da ANP sobre o setor de gás natural, destacam-se os seguintes dispositivos (grifos nossos):

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como **órgão regulador da indústria** do petróleo, **gás natural**, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Art. 8º A ANP terá como **finalidade promover a regulação**, a **contratação** e a **fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria** do petróleo, **do gás natural** e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

I - **implementar**, em sua esfera de atribuições, a **política nacional** de petróleo, **gás natural** e biocombustíveis, **contida na política energética nacional**, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na **garantia do suprimento** de derivados de petróleo, **gás natural** e seus derivados, e de biocombustíveis, **em todo o território nacional**, e na **proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos** (art. 7º c/c art. 8º, I, da Lei nº 9.478/1997).

Observa-se no art. 7º c/c art. 8º, I, da Lei nº 9.478/1997, o abrangente papel exercido pela ANP no setor de gás natural, sendo responsável pela regulação da IGN, abrangendo a contratação e a fiscalização das atividades econômicas. Porém, não apenas, porquanto compete à ANP implementar a política pública do gás natural emanada pelo CNPE, cabendo, ainda, a garantia do suprimento de gás natural no país (para presente e futuras gerações) e, também, proteger o consumidor quanto ao preço, à qualidade e à quantidade dos produtos ofertados no mercado interno nacional e daqueles exportados e importados, conforme se pode extrair do comando do art. 3º, I, III, IV, V, VI, do Decreto nº 2.455/1998.

A outorga da autorização das atividades necessárias ao abastecimento nacional deve ser realizada por certames competitivos, a partir de parâmetros econômico-financeiros determinados pela ANP, em condições contratuais transparentes, tanto nos contratos públicos com a Agência, quanto nos contratos de serviço com os usuários dos serviços.

Tal proposta estaria completamente alinhada com o comando dado à ANP no art. 8º, II, IV a VI, da Lei nº 9.478/1997, cujos estudos não estariam adstritos apenas ao elo de E&P, mas, também, aos demais elos da cadeia da IGN, conformando, ainda, o desenho do mercado por meio da melhor configuração das infraestruturas, instalações e modais logísticos adotados para garantir o abastecimento de cada região do país a preços módicos.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

II – promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

...

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei (art. 8º, II, IV a VI, da Lei nº 9.478/1997).

Cumpre destacar o comando do art. 8º, VI, da Lei nº 9.478/1997, pois **“estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores”** é condizente com a **Proposta nº 01** ao apontar à necessidade de que o **modelo de negócio específico** seja **provido de regras transparentes contendo parâmetros econômico-financeiros**, permitindo **previsibilidade** ao mercado e aos investidores, mediante um **valor justo de remuneração** expresso na forma de **tarifa com valor módico**.

Dialogando com os dispositivos citados da Lei nº 9.478/1997, é necessário aduzir os **princípios aos quais se vincula a ANP** no exercício do seu mister, regulado pelo **art. 3º, I a VIII, do Decreto nº 2.455/1998**. Importa ressaltar que, embora determinados comandos cite apenas **“petróleo”**, entende-se sua aplicação ao setor de gás natural, em razão do regime de monopólio da União. Sem esquecer nossa peculiar condição geológica da ocorrência de jazidas de petróleo com gás associado.

Art. 3º Na execução de suas atividades, a ANP observará os seguintes princípios:

I - satisfação da demanda atual da sociedade, sem comprometer o atendimento da demanda das futuras gerações;

II - prevenção de potenciais conflitos por meio de ações e canais de comunicação que estabeleçam adequado relacionamento com agentes econômicos do setor de petróleo, demais órgãos do governo e a sociedade;

III - regulação para uma apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade e pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo;

IV - regulação pautada na livre concorrência, na objetividade, na praticidade, na transparência, na ausência de duplicidade, na consistência e no atendimento das necessidades dos consumidores e usuários;

V - criação de condições para a modicidade dos preços dos derivados de petróleo, dos demais combustíveis e do gás natural, sem prejuízo da oferta e da qualidade;

VI - fiscalização exercida no sentido da educação e orientação dos agentes econômicos do setor, bem como da prevenção e repressão de condutas violadoras da legislação pertinente, das disposições estabelecidas nos contratos e nas autorizações;

VII - criação de ambiente que incentive investimentos na indústria do petróleo e nos segmentos de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;

VIII - comunicação efetiva com a sociedade (art. 3º, I a VIII, do Decreto nº 2.455/1998).

A estratégia contida na **Proposta nº 01** de ampliação do mercado de gás natural pela possibilidade de regulamentá-lo como modelo de negócio específico, em especial, nos elos de escoamento e de processamento, visa atrair novos investidores e dialoga com os princípios e objetivos da Lei nº 9.478/1997, já referenciados.

Contudo, a interpretação do art. 3º, IV, do Decreto nº 2.455/1998, relativo ao comando de uma **“regulação pautada na livre concorrência”** não pode ser interpretado sem a devida contextualização e ponderação do papel da livre concorrência no regime

de monopólio da União relativo ao setor de petróleo e gás natural. Pelo comando constitucional do art. 177, § 1º, § 2º, I a III, da CF/1988, a atuação privada neste mercado regulado se dá a partir de balizas estabelecidas pelo próprio Estado, representado pela ANP. O monopólio da União estabeleceu limites de atuação da livre iniciativa, pois a regulação deve atender a outros princípios e objetivos do Estado Brasileiro, que podem, a depender da regulação e da regulamentação, ser incongruentes com os comandos constitucionais e infraconstitucionais. No entanto, a interpretação normativa deve fundar-se na Constituição Federal, e não o inverso.

Portanto, a **Proposta nº 01** dialoga com o art. 177, § 2º, I, da CF/1988; art. 1º, V; c/c art. 8º, I, da Lei nº 9.478/1997, quanto ao suprimento do mercado interno, enquanto expressão do interesse nacional (art. 1º, I, da Lei nº 9.478/1997), cujo entendimento se repete no art. 3º, I, do Decreto nº 2.455/1998. Igualmente, tal lógica há de ser compreendida quanto à defesa dos interesses do consumidor, dialogando com o art. 1º, III, c/c art. 8º, I, da Lei nº 9.478/1997, devendo-se também, observar a previsão do comando do art. 3º, I a V, do Decreto nº 2.455/1998.

Portanto, **é dever da ANP, com fundamento no art. 174, da CF/1988 e no art. 177, § 2º, III, da CF/1988, exercer o monopólio da União, enquanto papel de agente normativo e regulador da atividade econômica do setor de gás natural, executando, ainda, o planejamento e a fiscalização, cuja regulamentação irá pautar e indicar quais os papéis** (art. 170, parágrafo único, da CF/1988, segunda parte, com a expressão “salvo nos casos previstos em lei”) **a serem desempenhados pelo setor privado neste mercado regulado sob regime de monopólio da União constitucionalmente determinado para o setor de gás natural** (art. 177, *caput*, da CF/1988). A seguir, vide dispositivos constitucionais regentes destes papéis a serem exercidos pela ANP e por ela regulado, em especial.

Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos, existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:

[...]

Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei.

[...]

Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado (arts. 170, parágrafo único; 173 e 174, da CF/1988), grifo nosso.

### **5.1.2 Requisitos da Outorga e do Contrato de Autorização de Infraestrutura de Gás Natural**

Preliminarmente, registra-se que a interpretação da Lei nº 14.134/2021 e do Decreto nº 10.712/2021, além da estrita obediência aos ditames constitucionais do monopólio da União no setor de gás natural, deve estar aderente e em harmonia com os demais diplomas legais do marco regulatório do setor de gás natural, dentre as quais a Lei nº 9.478/1997 e o Decreto nº 2.455/1998, assim como outros normativos setoriais que podem integrar a análise do caso em concreto.

O art. 1º, **caput**, da Lei nº 14.134/2021 deixa evidente que os **incisos do art. 177, da CF/1988, abrangem todos os elos da cadeia da indústria do gás natural (IGN)**, em especial, os **elos de escoamento, processamento e o transporte** da IGN.

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de **escoamento**, tratamento, **processamento**, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§ 1º As **atividades econômicas** de que trata este artigo serão **reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)** e poderão ser **exercidas por empresa** ou consórcio de **empresas** constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Em que pese citar apenas os Incisos III e IV, do art. 177, da CF/1988, o inciso III faz remissão aos incisos I e II, do art. 177, da CF/1988, abrangendo assim, todo o setor de O&G. De tal forma, os elos de escoamento, processamento e transporte são objeto da regulação da Lei nº 14.134/2021.

O art. 3º, XXIV, XLIII, da Lei nº 14.134/2021, apresenta conceitualmente as definições dos elos de escoamento e de processamento.

Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:

XXIV - gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;

XXVIII - indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;

XLIII - tratamento ou processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

Desta maneira, evidencia-se que os elos de escoamento e processamento estão sob a égide do monopólio da União, sendo a ANP o titular do exercício deste monopólio, bem como a adequada regulamentação e fiscalização das empresas que compõem a indústria do gás natural, segundo o comando do art. 1º, § 1º; c/c o art. 3º, XXVIII, da Lei nº 14.134/2021.

O art. 26, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021, apresenta a previsibilidade de que empresas possam “receber autorização da ANP” para atuar em atividades econômicas de gás natural nos elos de escoamento e de processamento sem que se estabeleça objetivamente quais os critérios à delegação de outorga de autorização da infraestrutura de gás natural, seja no caso de novas infraestruturas (*greenfield*) ou ampliação das existentes (*brownfield*), deixando a questão para posterior regulação e regulamentação.

Art. 26. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural.

Parágrafo único. O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural poderá ser autorizado para as empresas que atendam aos requisitos técnicos, **econômicos** e jurídicos estabelecidos na regulação.

No tocante aos requisitos técnicos, **econômicos** e jurídicos exigidos das empresas interessadas em atuar no setor de O&G, convém aduzir, ainda, a especificidade do art. 53, §§ 1º e 2º, combinado com o art. 4º, I a IV; art. 5º e art. 8º, V, da Lei nº 9.478/1997, reproduzidos abaixo:

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

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

II - a refinação de 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 como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Em uma primeira leitura, poderia entender que existe direito subjetivo para qualquer empresa, por meio de um simples requerimento, vir a atuar no mercado regulado do monopólio da União no setor de O&G. No entanto, seria tão somente uma leitura e conclusão equivocada do que significa tais dispositivos legais, caso a regulação da ANP não estabeleça as regras e procedimentos das modalidades contratuais, cujos regimes jurídicos estão dispostos no art. 5º da Lei nº 9.478/1997, a saber concessão, autorização e contratação sob o regime de partilha de produção.

Aspecto importante a ser considerado quanto ao regime de autorização é que a delegação de outorga de autorização de infraestrutura de gás natural não pode ser

rasteiramente entendida como um simples ato declaratório da Administração Pública. Deve, sim, ser compreendido como uma relação bilateral entre a União (representada pela ANP) e a empresa outorgada, que mediante contrato de autorização administrativa suscrito com a União, estabelece um conjunto de direitos e obrigações entre as partes contratantes. Neste sentido, prevalece a preservação do interesse nacional e a valorização dos recursos energéticos (art. 1º, I, II, da Lei nº 9.478/1997).

Tais objetivos constitucionais e infraconstitucionais devem ser observados pela ANP na hora de delegar a outorga de autorização de infraestrutura de gás natural, por meio de autorização administrativa (contrato administrativo), que não pode se resumir a um simples ato declaratório de constituição de um direito subjetivo inexistente e não disponível, pois o objeto contratual abrange a dominialidade de bem público da União.

A aplicação do art. 53, **caput**, da Lei nº 9.478/1997 é pré-condicionada ao atendimento dos dispositivos constitucionais protegidos e alcançados pelo monopólio da União, em cuja preliminar discutida pressupôs a existência de contrato para formalizar tal relação bilateral com a União. Observa-se, ainda, que o dispositivo em discussão diz respeito tão somente ao elo de processamento, aos procedimentos de liquefação, de regaseificação (GNL e gás natural em estado gasoso) e também a sua estocagem. Salvo melhor juízo, não alcança todos os elos e operações abordados no art. 8º, V, da Lei nº 9.478/1997, a exemplo do elo de escoamento.

Conclui-se, ainda, a necessidade do estabelecimento pela ANP dos “requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto” (art. 53, § 1º, da Lei nº 9.478/1997). A outorga de autorização do art. 53, § 2º, da Lei nº 9.478/1997, não se refere apenas a um ato declaratório da ANP, mas sim à formalização de um contrato de autorização estabelecendo direitos e obrigações entre as partes contratantes. O rito e os procedimentos de tal contratação devem ser previamente estabelecidos, definindo cláusulas que estejam condizentes e atendam às exigências constitucionais e legais do marco regulatório do setor de gás natural.

Conclui-se que, no presente momento, não se tem de forma clara quais sejam os **requisitos à outorga de autorização de infraestrutura de gás natural associada à transparência das regras de parâmetros econômico-financeiros de remuneração do capital investido**, cujo retorno se dá pelo **valor da tarifa a ser cobrada do consumidor**.

Observa-se, ainda, que outros dispositivos da Lei nº 14.134/2021 e do Decreto nº 10.712/2021 serão tratados ao longo deste Relatório, a exemplo da questão do acesso de terceiros quando de sua discussão na Proposta nº 03.

### **5.1.3 Considerações finais relativas à Proposta nº 01**

A **Proposta nº 01** propugna que seja criado um modelo de negócio específico para as atividades de escoamento e processamento de gás natural e que as outorgas de autorização sejam obtidas mediante processo competitivo, cujo critério de seleção seja pelo requisito econômico, o que poderia ser o de menor receita para o período, por exemplo, bem como esteja balizada por requisitos econômico-financeiros definidos pela União em regulamentação. Tal medida reflete a atração de investimentos e protege os interesses dos consumidores, tendo em vista o estabelecimento de receita máxima permitida, inclusive para os ativos existentes.

Entende-se que a **Proposta nº 01 preserva** o interesse nacional (art. 1º, I, da Lei nº 9.478/1997), proporciona que novos entrantes (empresas) possam explorar a atividade econômica nos elos da infraestrutura de gás natural, **promove** o desenvolvimento, amplia o mercado de trabalho e valoriza os recursos energéticos do país (art. 1º, II, da Lei nº 9.478/1997). Igualmente, uma maior oferta de infraestrutura de gás natural com novos atores no mercado e a transparência nos custos e parâmetros econômico-financeiros promove a redução de custos e **protege** os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos (art. 1º, III, da Lei nº 9.478/1997).

Em especial, a **Proposta nº 01**, ao propor a regulamentação pela ANP do instituto jurídico da autorização de infraestrutura de gás natural, possibilita que os dispositivos das Leis nº 9.478/1997 e nº 14.134/2021 sejam efetivos, permitindo estruturar os ritos e procedimentos que devem ser observados pela ANP e pelas empresas que queiram contratar com a União para explorar atividades econômicas no setor de gás natural.

Vale comentar que há exemplos de empresas que se estruturam para oferecer serviços de escoamento e de processamento de gás natural em outros países, como nos Estados Unidos da América. Inclusive as empresas de E&P aqui do Brasil têm arranjos contratuais com essas empresas, quando atuam nesses países. Dessa forma, não é um modelo desconhecido para essas empresas.

A **Proposta nº 01, portanto, visa estabelecer um modelo de negócio específico para as infraestruturas de gás natural**, que permita clarificar quais são os **requisitos à outorga de autorização** associada à **transparência das regras de parâmetros econômico-financeiros de remuneração do capital investido**, cujo retorno se dá pelo **valor da tarifa negociada pelos terceiros interessados**.

## 5.2 Proposta nº 02: Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN)

Conforme observado durante a fase de diagnóstico do setor, a situação atual aponta para um conjunto de problemas caracterizadores da **falta ou dificuldade de coordenação dos agentes do setor de O&G**, cujos relatos nas oitivas junto ao mercado podem ser assim resumidos:

- i) **necessidade** de ser executado um **planejamento setorial coordenado e integrado**;
- ii) **não há planejamento** da ampliação da capacidade existente ou construção de novas infraestruturas visando ao **atendimento dos campos adjacentes**, inclusive **blocos** ou **campos futuros**;
- iii) **falta de coordenação entre todos os campos de exploração e produção** (E&P) e produtores de biogás para **construção de infraestruturas compartilhadas**, inclusive pelo surgimento de novos projetos de oferta ao longo do tempo;
- iv) **necessidade** de considerar no projeto da UPGN não só as características do gás a ser escoado, mas também, **o atendimento da demanda dos consumidores** quanto ao GN e aos seus **subprodutos após o processamento** na UPGN;

- v) **planejamento** deve **abranger desde o elo de escoamento até o serviço local de gás canalizado (SLGC)**, para que se planeje as infraestruturas à montante, a partir do conhecimento da demanda representada pelos consumidores finais, localizados à jusante na cadeia da IGN; e
- vi) **necessidade de sinalização para o planejamento dos investimentos** (carteira de projetos associado às novas regras de autorização) e capacidades de longo prazo, que, uma vez constatada a necessidade de ampliação da capacidade, **a decisão deve ser tomada e implementada pela ANP.**

O diagnóstico aponta a necessidade de um **Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN)**, que pode ser **realizado pela EPE**, dando **suporte ao processo decisório da ANP** e à **formulação de políticas públicas setoriais** pelo CNPE e o MME. Esse planejamento visa suprir a falta ou dificuldade de coordenação dos agentes do setor de O&G e deve abranger os **elos de escoamento, de processamento e de transporte, em coordenação com o elo do SLGC, de competência estadual, além da utilização de outros modais logísticos alternativos ao dutoviário**, para que se chegue até o consumidor final.

A elaboração dos estudos e planos pela EPE traduz a concretude da obrigação do Estado em planejar a ação e atuação pública (Estado-planejador), tendo caráter indicativo para a atuação do setor privado, conforme comando do art. 174, *caput*, da CF/1988.

A EPE tem por finalidade prestar serviços ao MME, mediante a realização de estudos e pesquisas visando subsidiar o planejamento do setor energético, dentre os quais os setores de petróleo e gás natural. Sua criação resgatou e supriu a lacuna da função do planejamento público do Estado Brasileiro ordenada pela Constituição Federal de 1988, porquanto o conhecimento advindo da EPE subsidia as definições de políticas e diretrizes no âmbito do CNPE e do MME.

Pode-se considerar o estabelecimento do processo de aprovação do planejamento pelo MME como uma **ação de planejamento do Estado Brasileiro. Recomenda-se** que tal **planejamento integrado adquira força cogente (*enforcement*)** e de **orientação da atuação da União no setor de O&G**, conforme recomendado pela IEA e nos guias da OCDE/FMI, para atração de investimentos em infraestruturas.

Deve-se ressaltar ainda a competência da **ANP** de implementar, em sua esfera de atribuições, **a política nacional de gás natural**, contida na Política Energética Nacional, com **ênfase na garantia do suprimento de gás natural e seus derivados**. O PISGN servirá, assim, para dar apoio à ANP no exercício de suas atribuições.

A EPE já elabora anualmente o **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)**, com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal. Mais especificamente para o setor de gás natural, a EPE elabora os seguintes planos indicativos:

- i) **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 Brasil, além dos projetos que podem vir a ser implementados nos próximos anos;

- ii) **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG):** é parte dos estudos de planejamento energético realizados pela EPE no setor de gás natural e 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;
- iii) **Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER):** apresenta informações sobre possíveis terminais de GNL que poderão ser implementados no Brasil. Assim, com base em estudos de oferta e demanda associados aos demais estudos publicados pela empresa, o PITER traz análises técnico-econômicas de cada alternativa estudada de projeto de terminal de GNL; e
- iv) **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT):** trata-se de um estudo contínuo e bienal, contendo informações georreferenciadas do setor de O&G 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.

O PISGN faria a integração desses planos e a coordenação das necessidades de infraestruturas dos diversos agentes do setor, **servindo de recomendações para a ANP na outorga de autorizações dessas infraestruturas.**

O planejamento poderá adotar uma **diretriz de implantação de infraestrutura da rede de gás natural** e ter uma **abordagem de cluster de blocos**, jazidas e campos, sejam estas **localizadas onshore** ou **offshore**. Visa-se, com isso, que as infraestruturas não se restrinjam ao atendimento de um agente ou de um campo, mas estejam preparadas, senão já dimensionadas, para atendimento do potencial de determinado *cluster* de blocos, jazidas e campos.

Conforme acima comentado sobre o comando constitucional da obrigação do Estado em planejar e, para que o esforço da EPE tenha concretude, **estes planos devem, em articulação com a ANP, tornar-se vinculativos, obrigando que a Agência os considere para fins do seu planejamento**, da seleção de blocos para **os leilões de E&P**, para análise de **planos de desenvolvimento** de campos de produção de O&G e para **outorga de autorizações** de infraestruturas de gás natural. Dessa forma, para a efetividade desse planejamento, haverá necessidade do estabelecimento de uma maior **governança interinstitucional entre a EPE e a ANP.**

Releva comentar que, durante as reuniões e discussões no âmbito do GT-GE, houve comentários de que o **atributo de “planos indicativos” do PIPE, PIG e PITER não lhes dá a força cogente necessária para que venham a ser considerados** na seleção dos blocos para os **leilões de E&P de O&G** ou mesmo na avaliação dos **planos de desenvolvimento dos campos de produção de petróleo e gás natural**. Não obstante, houve também o entendimento de que o comando constitucional sobre o planejamento é ser “determinante para o setor público”. O atributo de “indicativo para o setor privado” apenas revela que o planejamento público materializado por meio de planos setoriais, quando ofertado ao mercado em certames competitivos (como o leilão de E&P de O&G), a decisão de adquirir os blocos em oferta pública cabe ao privado, a partir das balizas definidas pela União.

Com o PISGN, a ANP poderá montar uma carteira de projetos de infraestruturas, para oferecer a investidores interessados. A outorga de autorização deve ser precedida

de processo seletivo público, para seleção do projeto mais vantajoso para a União e para a sociedade brasileira, conforme apresentado na Proposta nº 01.

### **5.2.1 Detalhamento da Proposta de Planejamento Integrado do Setor de Gás Natural (PISGN)**

Apresenta-se, nesta subseção, o **detalhamento da Proposta nº 02**, para o **planejamento integrado das infraestruturas do setor de gás natural, a ser realizado pela EPE.**

Inicialmente, **cabará à ANP o envio de dados à EPE relativos ao potencial global das bacias a serem exploradas**, tais como:

- i) os blocos que estão contratados na fase exploratória;
- ii) os campos em fase de desenvolvimento;
- iii) os campos em produção com as respectivas curvas futuras de produção; e
- iv) demais blocos que serão ofertados e demais potenciais da bacia sedimentar.

Ainda do lado da oferta, a EPE deverá conduzir processo para obter informações de produção de biogás e biometano, a serem fornecidas pelos respectivos produtores. Os produtores de gás natural também podem fornecer informações diretamente à EPE, assim como importadores, via gasoduto ou por terminais de GNL.

Ponto relevante a ser destacado é que o **conjunto de blocos, jazidas ou campos de uma região ou bacia sedimentar de O&G deve ter tratamento como *cluster***, agregando volume de gás natural para a viabilização e otimização das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural. O ***cluster*** deve abranger não só os blocos já contratados como os que ainda podem ser oferecidos em leilões de E&P pela ANP. Com isso, o planejamento deve tratar da “linha tronco” para atendimento do ***cluster***. Os gasodutos de escoamento que vão interconectar cada campo até esta “linha tronco” não fazem parte do escopo do planejamento, cabendo aos operadores de E&P projetar, construir e operar, embora a ANP possa aplicar requisitos para sua autorização. Esse conceito de ***cluster*** deve ser estendido para os polos produtores de biogás e biometano.

Do lado da demanda, a **EPE deve promover um processo de chamada pública, para coleta de informações de demanda dos consumidores de gás natural, que permitirá estimar a efetiva demanda de gás natural, inclusive de seus derivados**. Esse processo deve envolver consumidores livres, principalmente os industriais, e as concessionárias de SLGC. Também deverá considerar o potencial de demanda para geração termelétrica, com dados fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Outras demandas também podem ser consideradas, como as de distribuidoras de GNC e GNL. A necessidade de informações de projeções de demanda foi um dos pontos analisados pelo Comitê Temático 4 - Gás para o Setor Produtivo, tendo proposto a realização periódica de Pesquisa de Demanda de Gás Natural (PDGN). Para o planejamento, é imperativa a redução de assimetria de informação sobre a demanda de gás natural, incluindo de seus derivados, desagregada por setores da economia e por unidades da federação. O PDGN pode, ainda, permitir a análise da sensibilidade da demanda em relação a faixas de preços do gás natural.

Como as informações do segmento do SLGC são relevantes para o planejamento integrado, há necessidade de articulação com os entes federativos subnacionais. O compartilhamento de informações será também útil para o planejamento das concessionárias de SLGC.

Com os dados recebidos da ANP, da Aneel e os coletados com os agentes do mercado, a EPE deverá compartilhar os dados consolidados com os transportadores de gás natural, para a elaboração do plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural, a que se refere o art. 3º, inciso XXX, da Lei nº 14.134/2021. Uma vez elaborado o plano, os transportadores devem submetê-lo à ANP, que enviará para a EPE, para ser considerado no planejamento integrado.

A partir dos dados de oferta e de demanda, a EPE fará um amplo estudo de necessidade de infraestruturas em cada elo da cadeia da indústria do gás natural, à semelhança do que já é feito atualmente, com o PIPE, PIG e PITER, devendo abranger estocagem subterrânea de gás natural e os modais logísticos alternativos ao dutoviário. Ressalte-se que, para esse planejamento, é importante que haja **regras claras de interconexão de infraestruturas, principalmente em relação às fontes de suprimento de gás natural**. Essas regras de interconexão devem ser **estabelecidas pela ANP**.

Em relação aos elos de **escoamento e de processamento de gás natural**, a EPE analisará **suas características técnicas** das infraestruturas necessárias, **origem e destino, e suas capacidades, de forma a atender aos usuários no curto e no longo prazos**, observando o tratamento das áreas de produção como *cluster*. Em suas análises, a EPE deverá avaliar também a viabilidade de uma **unidade produtiva de gás natural compartilhada com vários campos, o FPSO Hub**, conforme discutido na subseção 4.1.2.

Em relação ao elo do transporte de gás natural, **a EPE analisará o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural**, com foco nos gasodutos e instalações de transporte mais relevantes para o planejamento do sistema de transporte. A EPE poderá estudar **infraestruturas alternativas ou complementações, inclusive de modais alternativos ao dutoviário**.

É relevante que as infraestruturas prevejam possibilidade de expansão de sua capacidade no longo prazo, dado o menor custo marginal da ampliação, se houver necessidade.

Deve-se ainda dar **oportunidade para os agentes privados apresentem projetos para compor os estudos da EPE**, ampliando o conjunto de projetos alternativos, cada qual com sua economicidade, viabilidade e até mesmo emprego de novas tecnologias, bem como permitindo a contestação dos projetos.

Os planos indicativos elaborados, que, atualmente, são exemplos o PIPE, PIG e PITER, deverão ser submetidos a consulta pública, para contestação da sociedade.

Como os planos indicativos podem conter várias alternativas de infraestruturas para os mesmos mercados ou *clusters*, **o PISGN visa à seleção das melhores alternativas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural, de modo integrado e coordenado, observando o custo global agregado e o atendimento tanto do produtor quanto do consumidor de gás natural, inclusive de potencial oferta e demanda futura**. A escolha de cada alternativa não poderia ser relegada ao agente privado, que não tem a visão estratégica de todo o sistema de infraestrutura de gás natural do país e não tem o objetivo de buscar a economicidade do conjunto das infraestruturas. Além disso, a escolha de uma alternativa pode vincular a seleção das alternativas nos demais elos da

cadeia do gás natural, reforçando a importância da visão sistêmica. **A melhor alocação de investimento nas infraestruturas da rede de gás natural proporcionará um menor impacto no preço ao consumidor final, além de remover uma barreira à entrada de novos agentes.**

Dada a natureza de indústria de rede, o planejamento deve estimar quando cada infraestrutura deve começar a ser construído ou ampliado, para que possam entrar em operação conjuntamente. Uma vez selecionada a alternativa, todos os esforços devem ser empreendidos para sua concretização, pois, em última instância, visam à conexão de um *cluster* de produção de gás natural ou de biometano até o consumidor final. O atraso de um elo causará não só ociosidade das demais infraestruturas, gerando custos desnecessários, como prejudicará as atividades econômicas de outros elos da cadeia do gás natural. Afinal, **os elos de escoamento e de processamento não têm como fim as suas próprias atividades, mas, sim, o de atender outros elos que agregam maior valor ao gás natural, principalmente o de produção e o de consumo industrial.** Daí a importância do planejamento integrado e coordenado, visando ao atendimento do interesse público e da segurança energética.

Na análise sistêmica do PISGN, a EPE deverá apontar regiões do sistema de transporte em que pode haver necessidade de terminais de GNL e de infraestruturas de estocagem subterrânea de gás natural, para a garantia da segurança energética. Confirmada a necessidade, algumas infraestruturas de GNL e de estocagem subterrânea de gás natural podem ser declaradas integrantes do sistema de transporte, cuja disponibilidade seria remunerada pelos usuários. A seleção da infraestrutura deve passar por processo competitivo, visando gerar o menor custo para o sistema de transporte.

Uma vez o planejamento aprovado, será encaminhado para a **ANP, para compor a carteira de projetos de infraestruturas do setor de gás natural, a ser oferecido a investidores interessados.** Considerando que as **infraestruturas são de interesse público**, devem se sujeitar, conforme já indicado, a **processo seletivo público, a ser realizado pela ANP**, visando gerar o menor impacto ao consumidor final. O critério de seleção pode considerar o de menor Receita Máxima Permitida (RMP), por exemplo. A previsão de um processo seletivo público já existe para o transporte, conforme art. 12 da Lei nº 14.134/2021, ou ainda o art. 11 e o seu parágrafo único. E esse processo é importante para legitimar o investimento que será, em última instância, custeado pelo consumidor de gás natural.

**Como resultado do planejamento integrado e coordenado, o investidor da infraestrutura terá maior previsibilidade de demanda por seus serviços, decorrente da produção de gás natural do *cluster*, proporcionando maior segurança de retorno para o investimento.** Isso permitirá redução dos riscos ao investidor, ensejando uma remuneração justa, adequada e compatível com tais riscos. Releva comentar que, mesmo que o processo seletivo público estabeleça uma receita máxima, o pagamento será feito exclusivamente pelos usuários das infraestruturas, não havendo indenização, por parte da União, de eventuais ativos não depreciados ou não amortizados, ao fim da vida útil da infraestrutura. Daí a relevância da transparência e publicidade das informações do planejamento integrado, especialmente as projeções de produção dos clusters, para a devida análise pelos interessados na exploração das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural.

O processo de outorga da autorização deve observar os moldes da Proposta nº 01, quanto à definição de **modelo de negócio específico**. Vale comentar que não se vislumbra vedação à iniciativa de um agente privado requerer a outorga de autorização, desde que o seu projeto esteja contemplado no PISGN e atenda aos seus requisitos e, eventualmente, possa ser submetido a processo de contestação por outros investidores interessados. Mesmo no caso de não constar do PISGN, a ANP ainda poderá consultar a EPE para avaliar a compatibilidade do projeto com o planejamento integrado e, se assim for, permitir sua implementação.

Quanto à premissa de acesso e de ampliação da capacidade existente, as seguintes iniciativas devem ser observadas pela ANP:

- i) quando for executar o leilão de blocos exploratórios, a ANP indicará as infraestruturas de escoamento existentes ou planejadas, à qual deverá ser conectado o campo; e
- ii) quando for aprovar o Plano de Desenvolvimento de um campo, o novo usuário (agente acessante) poderá indicar a sua conexão com a linha existente (gasoduto tronco). O custo de conexão do seu projeto deve ser suportado pelo usuário, sendo que, caso haja necessidade de expansão de capacidade e o operador da infraestrutura existente não deseje fazer o investimento, deve ser dada opção para o agente acessante fazer.

Quanto à última hipótese de assunção de custo de acesso de compartilhamento a uma linha tronco já existente com o cenário de aporte de recursos pelo agente acessante, recomenda-se a consulta à Proposta nº 03, onde tais questões foram analisadas e detalhadas.

Nessa dinâmica, no **longo prazo, os novos usuários terão assegurado o acesso à linha tronco de escoamento existente**, pois foi dimensionado inicialmente de forma a permitir a sua ampliação de capacidade ou já foi **implementado com determinada capacidade ociosa**, tendo em vista que as instalações proporcionam **ganhos de escala significativos**, cuja **ociosidade temporária se justifica economicamente sob a ótica do consumidor**.

Salienta-se que **esta medida apresenta os seguintes benefícios**: i) **retira a barreira à entrada na oferta de gás natural observada pelos produtores, proporcionando maior concorrência na venda do energético**; e ii) **provoca o menor custo marginal de produção no longo prazo**, gerando menor impacto aos preços cobrados dos consumidores.

## 5.2.2 Planejamento Integrado, Monopólio Natural e Participação Social

**O planejamento tem como objetivo dar uma visão estratégica importante para uma boa coordenação dos investimentos**. Além disso, permite avaliar e propor o dimensionamento mais adequado às infraestruturas sob interesse público, em prol da economia nacional, o melhor aproveitamento das infraestruturas, sua coordenação e até complementariedade entre os elos da cadeia de gás natural, diminuindo riscos e atraindo investimentos privados.

Um planejamento adequado das infraestruturas deve evitar barreiras à entrada por um dimensionamento que atenda tão somente aos interesses de um agente e não tire proveito do compartilhamento das infraestruturas existentes.

Vale ainda lembrar que os elos da cadeia de gás natural são indústria de rede que, por sua vez, são representadas por uma estrutura de mercado caracterizada pelo monopólio natural, que precisa de regulação econômica sob risco de fixação de preço em níveis muito altos que tragam prejuízo à sociedade com perda de bem-estar

Permitir a liberdade de fixação de preço ao monopolista natural não é uma decisão adequada, justamente pela sua posição dominante. Diante disso, é necessária a regulação econômica por meio de regulação da receita máxima a ser auferida, que será obtida pelos seus produtos ou serviços assim como de tarifas de acesso às suas infraestruturas, sejam elas negociadas de forma justa, razoável e transparente, conforme no escoamento e processamento, ou estipuladas, conforme no segmento de transporte dutoviário, por exemplo.

Todo o processo, com etapas conduzidas pela EPE e pela ANP, permitindo ampla participação da sociedade e com adequada transparência e publicidade de dados, proporcionaria a redução de assimetria de informação e comporia uma carteira de investimentos em infraestruturas para atração de investidores interessados em atuar no setor.

Tal entrosamento entre a EPE e a ANP permitirá adotar medidas para se obter um **menor custo de produção de gás natural e seus derivados sob a ótica do consumidor**, em razão do devido **aproveitamento dos ganhos de escala** dos dutos de escoamento e das unidades de processamento de gás natural. Essa é uma ferramenta essencial a ser perseguida pela ANP **para proteger os interesses do consumidor quanto a preço (pelo menor impacto dos preços decorrente das infraestruturas de escoamento e processamento)**, inclusive quanto à **oferta de gás natural** e seus derivados, pois **o novo produtor de gás natural não enfrentará barreira à entrada** (ter que investir em infraestrutura dedicada para ofertar sua produção ao mercado nacional), possibilitando atingir um **excesso de oferta** de gás natural e derivados, de forma a promover a concorrência na venda do energético, ou seja: a disponibilidade da infraestrutura é elemento essencial para a criação de um ambiente concorrencial (livre concorrência entre agentes produtores nacionais) que enseja mais ainda a redução dos preços do energético ao consumidor.

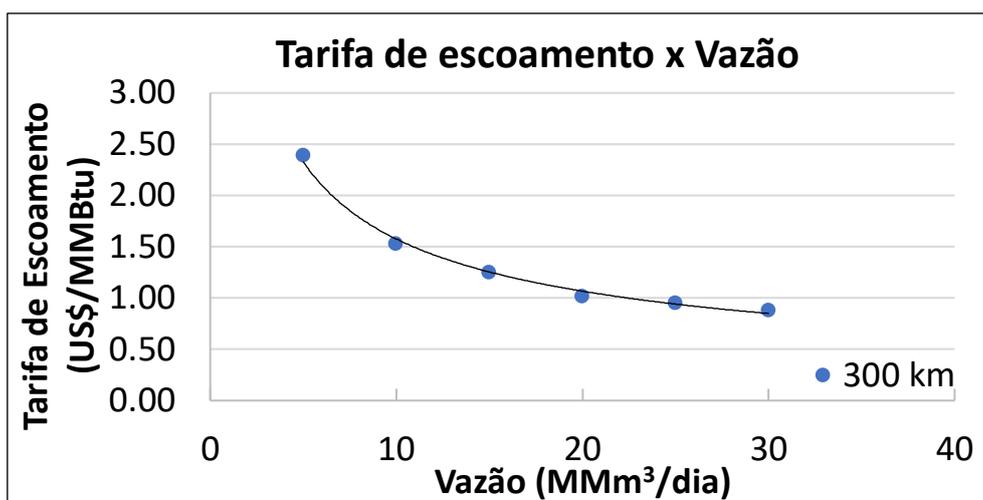
O planejamento que se propõe deve ser realizado periodicamente, sugerindo a periodicidade de dois anos, com ampla participação social em diversos momentos. Vale destacar que estão previstas participações sociais:

- nos processos de coleta de dados de oferta e de demanda do mercado, para estimativa de demanda efetiva para planejamento das infraestruturas necessárias;
- nas consultas públicas dos estudos dos Planos Indicativos, quando podem ser propostos ajustes assim como inclusão de novos projetos;
- nas consultas públicas do PISGN, quando podem ser propostos ajustes assim como inclusão de novos projetos ou indicação das melhores alternativas; e
- na possibilidade de oferecimento de projetos pelos agentes privados para inclusão nos planos indicativos.

### 5.2.3 Ganho de escala no planejamento integrado e coordenado

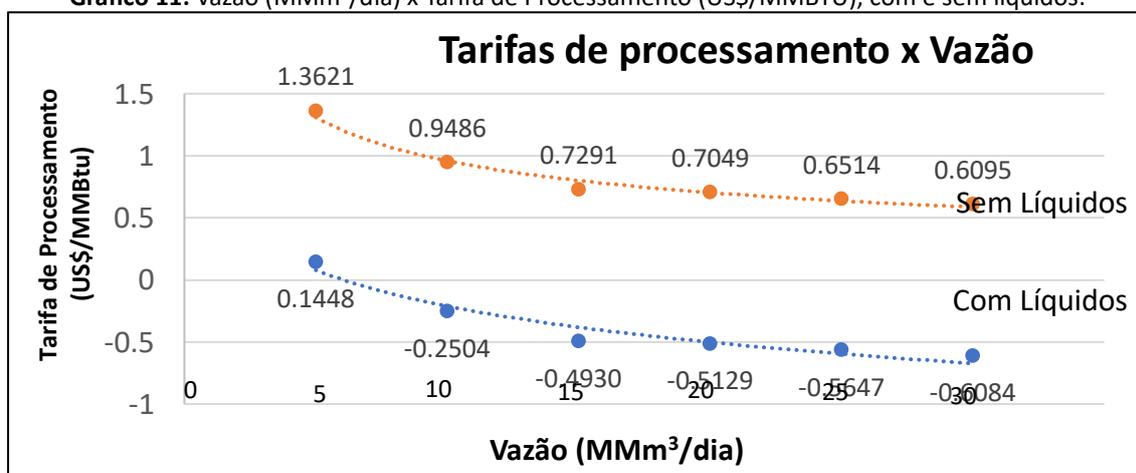
Por solicitação da Coordenação do GT-GE, a EPE calculou, a partir de uma situação hipotética, os custos de um gasoduto de 300 km, variando a vazão (pelo aumento de diâmetro) correlacionando-a ao valor da tarifa de escoamento. No Gráfico 10, observa-se a **redução do valor cobrado pelo escoamento, quando se amplia a capacidade do duto**, possibilitando uma **redução de 63% no custo marginal do valor de escoamento entre 5 e 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade.**

Gráfico 10: Vazão (MMm<sup>3</sup>/dia) x Tarifa de Escoamento (US\$/MMBTU), em duto de 300 km.



Em outro cenário hipotético, calculou-se o custo do processamento, simulando o processamento com e sem a separação de líquidos (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub>+) de gás natural. Observa-se que uma UPGN com capacidade para processar tais derivados de gás natural mais do que paga o custo de processamento, proporcionando ainda uma redução de 56% no custo marginal de processamento quando se amplia a capacidade do duto, conforme se observa no Gráfico 11.

Gráfico 11: Vazão (MMm<sup>3</sup>/dia) x Tarifa de Processamento (US\$/MMBTU), com e sem líquidos.



A articulação interinstitucional entre a EPE e a ANP no dimensionamento da infraestrutura de processamento deve atender a separação de líquidos (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>,

C<sub>5+</sub>) do gás natural rico, **tendo por base o conhecimento da necessidade dos consumidores nacionais de tais derivados de gás natural.**

O planejamento integrado, dessa forma, permite otimizar o sistema de escoamento, processamento e de transporte, visando à economia de escala e assegurando o acesso de terceiros às infraestruturas necessárias para a oferta de gás natural ao mercado. Do lado da demanda, também busca o atendimento das necessidades dos agentes quando à segurança do abastecimento energético.

#### **5.2.4 Estudos Nacionais e Experiência Internacional (*benchmarking*)**

A necessidade de um planejamento setorial pode ser extraída do documento **“Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal”** (Brasil, 2020), estudo realizado pelo MME, EPE, ANP, BNDES e PPSA, e que faz o **diagnóstico dos principais entraves** para o aproveitamento do gás natural encontrado no pré-sal, tais como (grifos nossos):

**Infraestrutura:** a infraestrutura hoje disponível para escoamento do gás natural do Pré-Sal deverá estar **saturada após 2025**, o que demandará **novos investimentos em gasodutos de escoamento**. Como são **investimentos complexos**, levam-se anos desde a sua concepção até sua implementação, ou seja, para um novo gasoduto entrar em operação a partir de 2025, devem-se **iniciar assim que possível os respectivos estudos de viabilidade**. A sua **estruturação**, possivelmente com **diversos agentes**, demandará esforços adicionais. Para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento de gás natural a partir de 2025, haveria a **necessidade de iniciar o fomento e a estruturação de projetos o mais breve possível**.

**Relação oferta e demanda:** a oferta proveniente do Pré-Sal é de Gás Natural Associado à produção de petróleo, ou seja, uma **oferta de gás firme**. Essa condição exige **característica firme também do consumo na ponta**, representado principalmente pelas demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. **Sem aumento e consolidação da demanda firme**, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar **optando por reinjetar o gás nos reservatórios em vez de realizar investimentos em infraestruturas de escoamento e processamento de gás** no futuro.

O referido estudo aponta a necessidade de análises sobre os seguintes temas (grifos nossos):

Devido aos **elevados investimentos no sistema de escoamento e processamento de gás**, é recomendável, para o Pré-Sal, **não analisar projeto a projeto**, mas sim trabalhar com a **visão de plano diretor**, com o **grupamento dos projetos de desenvolvimento em áreas próximas** (mesmo sendo consórcios distintos) para **uso da mesma infraestrutura**.

A **análise dos projetos de desenvolvimento dos campos do Pré-Sal deve considerar os indicadores econômicos**, como o **Valor Presente Líquido (VPL)** e o **investimento necessário para estabelecimento de infraestrutura de escoamento**, mas também o **melhor aproveitamento do recurso natural**, por meio de **análise de sensibilidade nos parâmetros econômicos frente às alternativas estudadas**.

Estabelecer diretrizes que permitam **quantificar**, de forma integrada, os **ganhos associados ao cenário de exportação de gás** pelos projetos do pré-sal. Entre eles o **efeito em cadeia provocado pela comercialização do gás**, incluindo a **redução de custos na indústria**, **aumento da atividade econômica no país**, **geração de empregos**, **arrecadação de tributos**, etc.

Observa-se que as recomendações do estudo se encontram alinhadas com elementos da **Proposta nº 02**, que propõe a abordagem por *cluster* (agrupamento por proximidade) de locais que produzem gás natural e que devem ser escoados por rede de

duto otimizados, a partir do planejamento setorial integrado (planos diretores). Com isso, visa-se maximizar os resultados do aproveitamento de uma mesma estrutura dimensionada para o *cluster*, de forma a atender diversos projetos de E&P conjuntamente, e não de forma individual projeto a projeto. Deve-se, ainda, nas análises de viabilidade, utilizar parâmetros econômico-financeiros de forma transparente e previamente regulados pela ANP, quanto aos valores a serem adotados nas análises do estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE).

O documento conjunto da **Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)** e o **Fundo Monetário Internacional (FMI)**, denominado **“OECD/IMF Reference Note on the Governance of Quality Infrastructure Investment”** (OCDE/FMI, 2019), também vai no mesmo sentido. Importa ressaltar que as discussões deste documento estão alinhadas com os **Princípios do G20 para o Investimento em Infraestruturas de Qualidade (QII)**, de onde se extraiu informações que permitem refletir sobre a necessidade de aperfeiçoamento do marco regulatório visando atrair investimento na infraestrutura de gás natural.

A OCDE/FMI (2019), ao discutir sobre a governança de infraestrutura capaz de atrair investimentos, assim argumenta (em livre tradução):

A forte governança de infraestrutura em todas as etapas do ciclo de investimento em infraestrutura é fundamental para garantir um crescimento econômico sustentável.

Países com estruturas mais fortes de governança de infraestrutura têm investimentos: i) mais eficientes; ii) previsíveis; iii) confiáveis; e iv) produtivos.

Quanto aos aspectos macroeconômicos, o documento assevera que a existência de uma governança sólida de suas infraestruturas é essencial para garantir a sustentabilidade global da dívida pública, porquanto o investimento em infraestruturas pode ter impacto significativo nas finanças públicas de um país. Torna-se relevante o foco em tal governança, quando se tem grande necessidade de infraestruturas para se alcançar um crescimento econômico sustentável e equitativo, principalmente, quando limitado pelo espaço fiscal e elevada dívida pública. Como forma de contornar tal problema, os países buscam promover parcerias com o objetivo de efetuar a atração de investimentos privados no provimento de infraestrutura (OCDE/FMI, 2019).

O documento da OCDE/FMI (2019) afirma que a existência de *“fluxos de caixa de receita previsíveis gerados por ativos de infraestrutura poderia ajudar a **expandir o pool de investidores e incentivar o setor privado a expandir seus investimentos em projetos de infraestrutura**”* (em livre tradução, com grifos nossos).

A OCDE/FMI (2019) agrupa três elementos estruturantes da política pública, de onde se extrai algumas dimensões de análise proporcionando reflexão quanto à sua aplicabilidade em relação à infraestrutura de gás natural. Vejamos no Quadro 3, quais sejam tais dimensões:

**Quadro 3:** Elementos estruturantes da política pública.

Elemento Estruturante	Dimensões de Análise
<b>Visão estratégica e planejamento nacional</b>	Atender às necessidades de serviço dos usuários a longo prazo; e Ser financeiramente sustentável.

<b>Ambiente de habilitação</b>	Garantir um bom <i>design</i> regulatório; Gerir, analisar e divulgar dados úteis; Realizar consulta pública no início do processo; Coordenar a política de infraestrutura em todos os níveis de governo; e Estabelecer o retorno do investimento aos investidores e à sociedade.
<b>Desempenho e resiliência</b>	Ativo deve ser eficiente e funcionar ao longo de sua vida; e Usar de mecanismos de financiamento para manter o ativo.

No elemento estruturante da **visão estratégica** e de **planejamento nacional**, ressalta-se a necessidade do estabelecimento de uma **visão estratégica nacional de longo prazo**, objetivando atender às necessidades de serviços de infraestrutura. O documento da OCDE/FMI (2019) entende que um planejamento estratégico adequado é uma condição necessária para um programa de infraestrutura bem-sucedido.

O planejamento permite identificar quais seriam os investimentos necessários a serem realizados, quais deles são financeiramente sustentáveis, bem como determinar quais seriam os compromissos essenciais para viabilizar o investimento.

De tal forma, o planejamento deve fornecer as orientações sobre a forma como tais necessidades podem ser satisfeitas, com ajustes em face de novas informações. Tal plano deve, ainda, considerar o alinhamento da diversidade de perspectivas dos interessados, cujo resultado deve ser politicamente validado e coordenado entre os níveis de governo, a partir de pressupostos claros, por meio de opções de políticas públicas contendo: i) um plano estratégico de longo prazo alinhado a projetos quantificados e dotados de recursos orçamentários; ii) atualização periódica dos custos dos projetos de infraestrutura de longo prazo, cujos desembolsos estejam ajustados às despesas de médio prazo; iii) quadros estratégicos de implementação dos investimentos.

Tal detalhamento reflete a necessidade de que o planejamento e os planos estratégicos de infraestrutura devem ser concebidos a longo prazo, inclusive sendo consideradas as ociosidades de capacidade durante a etapa de dimensionamento. Essas ociosidades são necessárias para o aproveitamento do ganho de escala de capacidade proporcionada por todas as infraestruturas de rede, reduzindo impacto destas no preço observado pelo consumidor ao longo da sua vida útil, por mais que o consumidor suporte inicialmente este custo. A decisão regulatória deve ser baseada na lógica de eficiência econômica e a infraestrutura deixa de ser uma barreira de entrada tanto ao novo ofertante de gás, quanto para a garantia do abastecimento dos consumidores ao médio ou longo prazo.

Assim, a infraestrutura deve ter os parâmetros de seu fluxo de caixa e valor da base regulatória atualizada de forma plurianual para viabilizar a implementação dos investimentos públicos e/ou privados e considerar o devido pagamento pelo consumidor e recebimento pelo investidor.

No elemento estruturante do **ambiente de habilitação**, existe a necessidade de se **garantir um bom desenho regulatório**. No documento da OCDE/FMI (2019) tal dimensão é abordada da seguinte forma (livre tradução, grifos nossos):

A **incerteza quanto às "regras do jogo"** ou à **baixa qualidade dessas regras** afetará a vontade de investir, manter, atualizar e desativar (descomissionar) as infraestruturas e, em última análise, afetará a qualidade da prestação de serviços.

Os projetos envolvem muito das vezes, muitas áreas políticas, vários níveis de legislação e regulamentação, e diferentes níveis de governo. Sistemas regulados e padronizados devem ser estabelecidos com o objetivo de se analisar viabilidade ambiental e impacto social da alternativa dos projetos de investimento.

Um **bom desenho regulatório** e a **sua entrega** são necessários para **garantir uma infraestrutura sustentável** ao longo da **vida útil de um ativo**.

Nesse sentido, é necessário estabelecer as regras quanto ao comportamento da demanda dos serviços prestados pelas infraestruturas. É necessário identificar como se dá a inserção e a continuidade dos usuários nos sistemas, de forma a aumentar cada vez mais a previsibilidade de demanda e a dinâmica da relação com outros modais logísticos, visando à expansão dos sistemas e gerando, assim, um binômio de previsibilidade para o investidor e de modicidade de preços percebidos pelos consumidores.

Quanto à dimensão da **consulta pública**, o documento ressalta que tais processos de consulta podem resultar no **aumento da abertura e de legitimidade de um projeto entre as partes interessadas**. Uma consulta bem executada pode proporcionar um sentimento de compartilhamento da solução. Recomenda que as opiniões das partes interessadas, das pessoas e comunidades afetadas devem ser integradas desde o início do processo, para que as decisões se beneficiem de um envolvimento significativo das partes interessadas.

As consultas nas fases subsequentes do ciclo do projeto de infraestrutura apoiam uma conduta empresarial responsável (*Responsible Business Conduct – RBC*) nos investimentos de infraestrutura, enquanto parte da governança por incentivar que o setor privado considere os objetivos socioambientais, a partir de uma prestação rentável e sustentável dos serviços de infraestrutura.

Por fim, o documento da OCDE/FMI (2019) ressalta que os processos de consulta devem ser proporcionais à dimensão do projeto e ter em conta o interesse público e os pontos de vista das partes interessadas relevantes. O processo deve ser aberto, amplo, inspirar o diálogo e basear-se no **acesso do público à informação e às necessidades dos usuários**.

Na dimensão relacionada à necessidade de **coordenar a política de infraestrutura em todos os níveis de governo**, o documento da OCDE/FMI (2019), argumenta que, em se tratando do investimento de interesse público, normalmente este envolve diferentes níveis de governo em alguma fase do processo de investimento – seja na tomada de decisões, nas competências políticas compartilhadas ou de acordos de financiamento em conjunto.

Destaca, ainda, a necessidade de que deverá existir mecanismos robustos de coordenação para a política de infraestruturas dentro e entre níveis de governo. Os mecanismos de coordenação deverão encorajar um equilíbrio entre os setores do governo central e dos respectivos entes subnacionais.

Na dimensão do estabelecimento do **retorno do investimento aos investidores e à sociedade** perpassa a questão relacionada com o financiamento e o binômio qualidade/preço, que também pode ser representada pela relação de custo-benefício. Neste quesito, o documento da OCDE/FMI (2019) ressalta que (livre tradução, grifos nossos):

A **relação custo-benefício global dos projetos** de investimento deve ser cuidadosamente avaliada através de uma combinação de ferramentas quantitativas (como análise de custo/benefício) e **qualitativas buscando estabelecer o retorno do investimento para os investidores e à sociedade**.

Os governos, também, devem considerar cuidadosamente a qualidade dos termos de financiamento. A adoção de padrões internacionais de relatórios financeiros ajuda aos investidores e às partes interessadas na compreensão da qualidade de um investimento e o seu tratamento financeiro.

Na dimensão dos princípios públicos da publicidade e da transparência encontra-se no documento da OCDE/FMI (2019), os vocábulos “**gerir, analisar e divulgar dados úteis**”, traduzindo o esforço da política pública em **diminuir a assimetria de informação entre o regulador e os agentes privados**, em especial, como no caso brasileiro, onde o setor de gás natural se encontra sob regime de mercado regulado pelo Estado, num ambiente de monopólio da União estabelecido constitucionalmente. Tal dimensão da coleta, tratamento, análise e divulgação de dados sobre a infraestrutura, o referido documento assim se manifesta (livre tradução, grifos nossos):

A **política de infraestrutura deve basear-se em dados para informar a tomada de decisões** e o envolvimento das partes interessadas, conforme identificado no Princípio 6.4 dos Princípios do G20 para QII, que inclui o uso de tecnologia digital.

Os **governos devem implementar sistemas que garantam uma coleta sistemática de dados relevantes e a responsabilidade institucional pela análise, disseminação e aprendizado com esses dados**. Os **dados relevantes devem ser divulgados ao público num formato acessível e em tempo útil**. Devem ser concebidos e integrados no processo de tomada de decisão, quadros eficazes de acompanhamento e avaliação.

À guisa de informação, o Princípio 6.4 dos Princípios do G20 para o Investimento em Infraestruturas de Qualidade (QII), apresenta o seguinte enunciado:

6.4 O acesso a informações e dados adequados é um fator que permite apoiar a tomada de decisões de investimento, a gestão e a avaliação de projetos. O acesso à informação e aos dados deve estar disponível no país para ajudar a realizar análises de custos e benefícios, apoiar a tomada de decisões governamentais e o monitoramento de políticas, e facilitar os processos de preparação e gestão de projetos.

Observa-se ainda, que a questão relacionada à discussão da transparência e publicização de informações do setor de petróleo e gás natural será tratada ao longo deste relatório.

No elemento estruturante do **desempenho da infraestrutura**, o documento da OCDE/FMI (2019) discorre sobre a dimensão da análise quanto à vida útil da infraestrutura, porquanto tal **ativo deve ser eficiente e funcionar ao longo de sua vida**, assim ponderando (em livre tradução):

Os países devem garantir um foco no desempenho de um ativo ao longo de sua vida útil, implementando sistemas e instituições de monitoramento. Deve ser prestada especial atenção às disposições contratuais e à capacidade de controle nas fases posteriores de um projeto, a fim de garantir que os incentivos não se deterioreem.

No elemento estruturante da **resiliência** da infraestrutura no documento da OCDE/FMI (2019), discorre sobre a dimensão da análise ao afirmar que a infraestrutura pública precisa ser resiliente. Para que tal atributo seja efetivo, o referido documento destaca a seguinte assertiva (livre tradução, grifos nossos):

É essencial um quadro de governança que assegure medidas de resiliência aplicadas a setores de infraestruturas críticas. Isso se deve às dependências funcionais e interdependências entre diferentes setores da infraestrutura crítica.

A resiliência refere-se ao uso de mecanismos de financiamento, como seguros de redução de riscos de desastres, bem como, o projeto e a manutenção de ativos de infraestrutura. As opções políticas incluem:

- i) **Noções básicas sobre interdependências entre sistemas de infraestrutura.**
- ii) Os mecanismos de seguro podem ajudar a reduzir os riscos ligados aos projetos que estão em fase de operação.
- iii) **Ter em conta os custos económicos, ambientais e sociais das interrupções de serviço no cálculo dos benefícios dos investimentos em infraestruturas críticas.**
- iv) Definição da combinação de políticas para dar prioridade a medidas de resiliência eficazes em termos de custos em todo o ciclo de vida da infraestrutura.

Nos elementos estruturantes do **desempenho e resiliência da infraestrutura**, o ciclo de vida útil da infraestrutura pressupõe a existência de mecanismos de financiamento para manter o ativo em funcionamento. Isto é, não basta construir a infraestrutura, mas sim assegurar recursos para seu adequado funcionamento e atendimento às necessidades dos seus usuários.

A Agência Internacional de Energia (IEA) no documento “*Implementing Gas Market Reform in Brazil: Insights from European experience*”, ao discutir sobre a realidade brasileira, discorre sobre a **necessidade do planejamento de rede de gás natural**. Do documento, extrai-se as seguintes assertivas (livre tradução, negritos nossos):

*Em primeiro lugar, o tipo de infraestrutura sujeito ao planejamento central precisa ser claramente definido.*

Na Europa, há países onde o **planejamento central envolve não apenas gasodutos de transmissão**, mas também **outras instalações a montante (upstream) ou a jusante (downstream)**, tais como terminais de GNL, armazenamentos subterrâneos, pontos de injeção de gás renovável, e assim por diante.

Um **planejamento eficiente da rede** requer um **fluxo adequado de informações entre as partes interessadas** envolvidas na gestão dos sistemas de transportes.

Importa ressaltar que a discussão sobre a assimetria de informação, transparência e publicização de dados será tratado na Proposta nº 04.

Cabe destacar que, no caso brasileiro, além de dutos de transporte, as estações de compressão, os *city gates*, as UPGNs e os terminais de GNL, também, podem ser considerados parte do sistema de transporte e incluídos no planejamento da rede.

Salienta-se, ainda, que cada uma destas atividades está atualmente sujeita à regulamentação e planejamentos específicos, a exemplo dos planos desenvolvidos pela EPE, conforme comentado.

De acordo com o órgão responsável pelas políticas de desenvolvimento da exploração de petróleo e gás natural dos Estados Unidos da América (*Bureau of Ocean Energy Management – BOEM*) na plataforma continental marítima do país, cuja missão consiste em realizar análises econômicas em apoio às políticas de exploração *offshore* de petróleo, gás natural, energia renovável, minerais críticos e, recursos marinhos na

Plataforma Continental Exterior dos EUA, que sejam ambiental e economicamente responsáveis. O BOEM destaca que (em livre tradução):

A economia é um componente crítico no seu trabalho.

A análise econômica é rigorosa, clara, precisa e oportuna sobre uma ampla variedade de tópicos, incluindo: concepção de arrendamento e termos fiscais; conclusão de análises econômicas para exploração dos recursos em tal área; análise do impacto regulatório; análises de impacto econômico e; formulação de projeções orçamentárias.

Observa-se, nas assertivas do BOEM, a preocupação com a dimensão econômica representada pelo desenvolvimento da exploração e produção dos recursos minerais energéticos do país, assim como a necessidade de gerenciamento de tais recursos por um ente regulador. Em comparação com o Brasil, entende-se que boa parte das atividades desenvolvidas pelo BOEM caberia à ANP, enquanto Agência Reguladora e titular do exercício do monopólio da União no setor de O&G. As atividades econômicas empreendidas pelas empresas privadas neste setor decorrem do desenho de mercado e das regras de contratualização estabelecidas pela União, por meio da ANP, com foco na responsabilidade econômica, na proteção dos interesses do consumidor quanto a preço e na devida remuneração dos investidores ao longo do tempo, de forma justa e razoável.

O BOEM, no documento *2017–2022 OCS Oil and Gas Leasing Proposed Program*, apresenta uma abordagem do **planejamento regionalizado** ao **relacionar os locais onde haverá exploração e produção de O&G com o atendimento às necessidades do mercado de energia nas dimensões regionais e nacionais do país**. Ao detalhar tal abordagem, destaca que suas análises consideram (em livre tradução):

A evolução recente dos mercados energéticos, incluindo o acompanhamento da sazonalidade e flutuações dos preços do petróleo e do gás.

As projeções do Departamento de Energia dos EUA (DOE) sobre a produção e consumo nacional e regional, de acordo com o Annual Energy Outlook da EIA.

A contribuição potencial da produção de petróleo e gás da Plataforma Continental Exterior dos EUA para atender às necessidades internas do país; os mercados regionais de energia e a localização de áreas de planejamento na Plataforma Continental e, outras alternativas à produção neste local.

A descrição do ambiente socioeconômico (população, emprego, renda e justiça ambiental) para cada região da Plataforma Continental e das áreas terrestres próximas, **incluindo a infraestrutura existente de petróleo e gás natural e sua relação com novas locações**. Os recentes Relatórios de Impacto Ambiental nas áreas de exploração de petróleo e gás da Plataforma Continental e outros documentos da política ambiental, também, fornecem informações relevantes relacionadas à distribuição e ao processamento regional de petróleo e gás natural da Plataforma Continental Exterior dos EUA.

Observa-se, que no planejamento das áreas a serem delegadas para E&P de O&G, são consideradas as infraestruturas existentes no ambiente *offshore* (escoamento) e *onshore* (processamento), bem como a distribuição de petróleo e gás do país, a partir de uma abordagem regionalizada, mas também, de abrangência nacional.

O BOEM, ainda no mesmo documento citado anteriormente, aborda o planejamento da E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA, que, para fins de planejamento, foi subdividida em 26 áreas agrupadas em quatro regiões: i) Região do Alasca; ii) Região do Pacífico; iii) Região do Golfo do México e; iv) Região do Atlântico.

No referido documento, há informações sobre o histórico das bacias sedimentares existentes nessas regiões e suas respectivas áreas de planejamento.

No seu Capítulo 4 – Considerações, quanto à localização das áreas de planejamento, o documento descreve de forma analítica sobre as necessidades regionais e nacionais de energia, subdividindo a análise em três seções (em livre tradução):

A primeira seção discorre sobre o amplo conceito das necessidades energéticas nacionais, enfatizando a importância do petróleo e do gás natural para a economia da Nação.

A segunda seção centra-se nos mercados energéticos nacionais e no papel que a futura delegação de áreas de E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA pode vir a desempenhar.

A terceira seção, também, aborda o papel que a futura delegação de áreas de E&P de O&G na Plataforma Continental Exterior dos EUA pode vir a desempenhar, contudo a partir de um recorte quanto aos mercados energéticos regionais.

À guisa de exemplo, cumpre destacar a amplitude do conceito das necessidades energéticas do país, porquanto abrangem análises sobre os seguintes temas: i) contribuição do O&G à economia nacional; ii) o consumo por fonte de energia; iii) a balança de pagamento e o comércio de O&G, quanto às exportações/importações; iv) a segurança energética; v) as novas tecnologias empregadas na indústria e no setor de O&G; e vi) o emprego e as receitas públicas produzidas pelo setor de O&G.

Outro exemplo de planejamento que merece destaque no documento se dá no detalhamento do item 4.4, que aborda a análise dos mercados regionais de energia e sua relação com a localização das áreas na Plataforma Continental Exterior dos EUA passíveis de E&P. A abordagem do BOEM abrange todo o país, que é subdividido em áreas administrativas denominadas de “Administração de Petróleo para Distritos de Defesa (PADDs)”, agrupando os 50 estados americanos em cinco distritos. A configuração dos PADDs (PADD1 – Costa Leste; PADD2 – Meio-oeste; PADD3 – Costa do Golfo; PADD4 – Montanhas Rochosas; PADD5 – Costa Oeste) permite aos agentes de mercado (empresas de O&G) e ao BOEM, analisar os movimentos regionais de gás natural e petróleo.

Nesta abordagem de PADDs, cumpre salientar a possibilidade de análise do transporte regional de O&G. O documento destaca a importância de tal abordagem (em livre tradução):

Embora existam claramente diferenças entre os níveis de produção e consumo de cada PADD, os recursos devem ser transportados entre regiões para garantir que cada PADD seja capaz de satisfazer as suas necessidades de consumo.

Dado que o petróleo bruto e o gás natural raramente são adequados para consumo sem passar por uma fase de refinação/processamento durante a qual são extraídos vários produtos finais, as refinarias e as instalações de processamento de gás são os principais mercados para o petróleo e o gás.

A energia é fungível, ainda mais depois de refinada e processada, tornando a localização menos relevante nesta última fase.

Portanto, uma componente chave da capacidade de cada região para apoiar a sua própria procura energética ou a procura nacional de energia é a capacidade de refino dentro dessa região.

Isto é, tal planejamento sistêmico entre a produção e consumo de O&G, a partir de uma leitura regional e nacional, permite identificar a necessidade de fornecimento

de produtos de O&G e seus derivados para cada região dos Estados Unidos. Salientando, ainda, que, na movimentação de tais produtos, tem-se, para cada PADD, as informações sobre quantidade de instalações (terminais, refinarias, UPGNs, dutos de produção, dutos de transporte entre as regiões) e as suas capacidades, assim como, a logística e os modos de transportes (cabotagem, dutos, ferrovias e rodovias) necessários à movimentação de tais produtos entre os PADDs, de forma a assegurar o abastecimento das respectivas regiões e estados.

Assim, a exemplo dos EUA, das recomendação da OCDE e FMI para atração de investidores privados em infraestruturas e as recomendações da IEA para abertura do mercado no Brasil, reforçadas no **Product Market Regulation (PMR)**<sup>21</sup>, da OCDE, que analisou o processo de reforma do setor de gás natural no Brasil, é essencial que o país desenvolva um **planejamento integrado**, a ser **realizado conjuntamente e interinstitucionalmente articulado entre a EPE e ANP e consultados os agentes do setor, inclusive os consumidores**, de forma que as instalações apresentadas no plano constituam uma carteira de projetos a serem ofertados pela ANP por meio de um processo seletivo público (competitivo) a investidores que buscam retorno de capital, **ampliando assim a participação de empresas privadas nas atividades econômicas do setor de O&G**, que se dá num **mercado regulado e sob regime de monopólio da União**, conforme discutido ao longo das Propostas nº 01, nº 02 e nº 03, que dialogam entre si.

Sem esquecer que a característica de nossas jazidas de O&G tem sido de campos de poços de petróleo com gás natural associado, o planejamento deve abranger ambos os setores de O&G, cujo tema está parcialmente tratado no **Comitê Temático 1 - Disponibilidade do Gás Natural**, analisando a questão da reinjeção de gás natural, visando ampliar a sua disponibilidade no país, ao invés de reinjetá-lo, e no **Comitê Temático 3 - Modelo de Comercialização de Gás Natural da União**, que trata do tema da comercialização de gás natural da União, de competência da PPSA, bem como do aproveitamento do biogás/biometano apontado no **Comitê Temático 5 – Papel do Gás Natural na Transição Energética**, fortalecendo o país na descarbonização de diversos setores por meio da utilização do gás natural, biogás e biometano, de forma a seguir e manter o país como líder da transição energética.

### **5.3 Proposta nº 03: Remuneração do Acesso Adequado, Justo e Razoável às Infraestruturas Nacionais**

De acordo com o relatado pelos agentes do setor de petróleo e gás natural, a situação atual aponta para um conjunto de problemas caracterizadores da **falta ou dificuldade de coordenação dos agentes do setor de O&G**, cujos relatos nas oitivas dos agentes do mercado podem ser resumidos no que tange ao **problema do acesso** aos elos de escoamento e de processamento. A **falta de coordenação** relaciona-se à dimensão do **planejamento e governança** das infraestruturas de gás natural, abordados anteriormente, cujas **Propostas nº 01 e 02 contribuem e dialogam** com esta **Proposta nº 03**, visando sanar os problemas relatados. Aponta-se a seguinte situação **quanto ao acesso ao escoamento e ao processamento na indústria de gás natural**:

---

<sup>21</sup> Disponível em: [https://www.oecd-ilibrary.org/governance/regulatory-reform-in-brazil\\_d81c15d7-en](https://www.oecd-ilibrary.org/governance/regulatory-reform-in-brazil_d81c15d7-en).

- i) **não há atenção sobre a forma da ampliação da capacidade existente ou construção de novas infraestruturas visando atendimento dos campos adjacentes, inclusive blocos ou campos futuros;**
- ii) **falta de coordenação entre campos de exploração e produção (E&P) para construção de gasodutos de escoamento, que sejam estruturantes e interligados com as UPGNs;**
- iii) **o alto custo cobrado pelo acesso é excessivo e desproporcional;**
- iv) **o empilhamento dos custos de todos os elos da cadeia de gás natural acaba fazendo com que a venda do gás para o consumidor seja menos vantajosa e mais onerosa, inibindo, também, a utilização do gás como energético ou insumo de produção de outras cadeias produtivas da economia nacional; e**
- v) **o elevado custo do acesso prejudica a competitividade, cujo preço do gás natural constitui-se numa barreira a novos entrantes que ofertem GN num mercado mais competitivo e com maior liquidez na oferta de GN aos consumidores.**
- vi) **regras de acesso com elevado risco aos acessantes, o que desmotiva a oferta de gás natural no mercado nacional, gerando prejuízos à União pela perda de arrecadações governamentais e perda de atração da exploração e produção, aos consumidores pela restrição de oferta (que impede a concorrência na venda do energético) e aos próprios produtores, pela perda de receita obtida pela venda do energético no mercado.**
- vii) **quem paga pelo acesso é o consumidor que arca com o ônus do empilhamento de custos com grave impacto nos preços que chega ao consumidor final nos diversos setores da economia.**

Na **Proposta nº 03**, para que se alcance a **situação desejada de redução dos custos de acesso aos elos de escoamento e de processamento**, há necessidade de que se **identifique o valor real do custo de acesso a tais infraestruturas**, que podem já ter sido **depreciadas e amortizadas**, devendo-se, ainda, discutir qual seria **remuneração adequada de capital** daquelas infraestruturas de gás natural, conforme **discorrido na Proposta nº 01**, relativa ao **modelo de negócio específico**.

### **5.3.1 Detalhamento da Remuneração do Acesso Adequada, Justa e Razoável**

Em certa medida, o detalhamento da **Proposta nº 03** encontra-se **lastreada na Proposta nº 01**, pois propugna que existam parâmetros econômico-financeiros possibilitando o desenho regulatório de modelos de negócio específicos para cada um dos diferentes elos da cadeia da IGN (escoamento, processamento, terminais de GNL, dutos de transporte) com tratamento regulatório semelhante, visando atrair investidores privados, mas diferenciado em relação às especificidades técnicas, econômico-financeiras e jurídicas.

Resumidamente, apresenta-se, a seguir, um diagnóstico de problemas atribuídos a cada elo da cadeia do IGN.

Nos **gasodutos de escoamento**, atualmente, os custos de investimento de capital são ancorados em EVTEs de cada um dos campos, ao invés de *cluster* de campos, jazidas e blocos, conforme discutido na **Proposta nº 02**. Tal visão limitada do investimento piora

o resultado econômico do EVTE do campo, induzindo à decisão pela reinjeção do gás natural, pois a vinculação dos seus custos a um único campo pode não apresentar viabilidade econômica.

Nas **unidades de processamento de gás natural (UPGNs)**, a **ausência de regulamentação do regime de autorização** (por meio de contratos de autorização administrativa) não tem sido suficientemente atrativa aos investimentos privados no setor de gás natural. Dessa forma, espera-se que a adequada regulação da autorização, por meio de contratos e atos administrativos, estabeleça direitos e obrigações entre as partes e delas com a União, dando segurança jurídica e previsibilidade. No que diz respeito aos investimentos privados, estes decorreram da lógica citada anteriormente, dos gasodutos de escoamento ancorados em campos de O&G. Tais investimentos carecem, ainda, de parâmetros econômico-financeiros, como por exemplo, de uma base regulatória de ativos (BRA).

Quanto aos **terminais de GNL**, embora o assunto de gás natural importado não seja objeto do GT-GE, o diagnóstico sinaliza que **há capacidade de regaseificação instalada no país muito superior à demanda de gás natural**. A ociosidade dessas instalações, de alguma forma, é suportada pela sociedade. No caso dos terminais de GNL isolados do sistema de transporte dutoviário, que fazem suprimento a UTEs com exclusividade, esse custo é suportado na forma de tarifa de energia elétrica. O compartilhamento das infraestruturas reduziria a ociosidade e, por conseguinte, o custo para a sociedade. Para tanto, a conexão de todos os terminais de GNL ao sistema de transporte dutoviário seria essencial para viabilizar o compartilhamento. Além disso, seria imprescindível a definição de uma remuneração justa, adequada e razoável para o acesso de terceiros aos terminais de GNL.

Ainda em relação aos terminais de GNL, deve-se destacar a Resolução ANP nº 50, de 23/setembro/2011, que dispôs sobre as informações a serem prestadas para a ANP relativas a esses terminais e os critérios para definição dos gasodutos que são parte integrante deles. A Resolução ANP nº 50/2011 foi editada ainda na vigência da antiga Lei do Gás, Lei nº 11.909/2009. Considerando que o marco legal, naquele momento, não obrigava os detentores de terminais de GNL a darem acesso a terceiros, a Resolução tratou do caso em que o operador voluntariamente daria acesso. Não obstante, a regulação foi incisiva e tratou, dentro das competências da ANP, da padronização dos contratos, do custo eficiente do serviço, das informações a serem prestada para a ANP e até da transparência na definição da remuneração do serviço, que deveria ser justa e adequada ao investimento. Com a Lei nº 14.134/2021, que assegura o acesso de terceiros aos terminais de GNL, a Resolução poderia ser aperfeiçoada para ter maior rigor nos dispositivos já tratados.

No caso de **gasodutos de transporte**, a **falta de uma regulação clara definindo parâmetros econômico-financeiros**, a exemplo da própria **definição da base regulatória de ativos (BRA)** de uma atividade regulada, tem gerado insegurança para os investimentos dos transportadores, inclusive para os já realizados, bem como apreensão aos carregadores quanto às tarifas de transporte.

No caso da **estocagem subterrânea de gás natural**, houve várias contribuições mostrando as vantagens para a segurança energética e para a flexibilidade do sistema dutoviário de gás natural. No entanto, até o momento, não houve a implantação de nenhuma instalação de estocagem subterrânea de gás natural. Entre os motivos, está a

**ausência de definição do modelo de negócio, da forma de sua remuneração e das regras para acesso de terceiros.**

O acesso de terceiros interessados às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural e aos terminais de GNL está assegurado pelo art. 28 da Lei nº 14.134/2021. O acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural está assegurado pelo art. 22 dessa Lei, nos termos da regulação da ANP. Já em relação ao transporte de gás natural, a atividade é regulada e as tarifas de transporte são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, conforme dispõe o parágrafo único do art. 9º da Lei nº 14.134/2021.

No caso das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, as Propostas nº 01 e nº 02 visam ao maior uso das infraestruturas existentes, inclusive com ampliação de capacidade, se houver necessidade e viabilidade, aproveitando-se dos ganhos de escala. Produtores de gás natural de um determinado *cluster*, como discutido na Proposta nº 02, devem acessar a “linha tronco” para o escoamento da sua produção. Nessa condição, é fundamental o estabelecimento de uma regulação econômica, para evitar o abuso de poder de mercado pelo detentor da infraestrutura. Não obstante, essa regulação econômica pretende dar as balizas para a negociação de acesso entre as partes, respeitando o disposto no art. 28 da Lei nº 14.134/2021, principalmente porque as necessidades e as características do gás produzido podem variar de um produtor para outro.

Assim, nesta **Proposta nº 03, discutem-se as diretrizes necessárias para a remuneração do acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural**. Os requisitos definidos serão vinculados à autorização e devem permitir ao investidor auferir uma receita com remuneração justa e adequada ao investimento realizado na infraestrutura, ao mesmo tempo em que o custo do acesso seja também justo e adequado para o consumidor, que, ao final, arca com o ônus do empilhamento de todos os custos da cadeia da IGN.

Dessa forma, para que se tenha um valor justo e adequado para a remuneração do investimento e para o custo do acesso por terceiros, deve-se considerar:

- i) quanto ao **valor de investimento de capital (CAPEX)**, verificar se o CAPEX já estaria amortizado e depreciado, ou não, devendo, ainda, **estabelecer critério** ou **metodologia de valoração do ativo**, se por **custo histórico depreciado** ou por **custo de reposição de ativo novo amortizado**;
- ii) a definição da metodologia de remuneração dos ativos, a exemplo do custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Capital Cost – WACC*);
- iii) até a edição de uma regulação clara sobre o tema, avaliar o estabelecimento de uma remuneração pré-definida, para dar segurança aos investimentos novos ou em andamento;
- iv) definição do **índice de correção inflacionária**, para atualização do investimento não amortizado e depreciado; sugere-se a adoção do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA);
- v) quanto ao **período de depreciação do ativo**, a prática tem sido de depreciação linear por um período de 30 anos; uma hipótese a ser considerada seria a possibilidade da dilatação desse prazo, visando reduzir o custo do acesso; e

- vi) quanto aos **custos de operação e manutenção (OPEX)** e de **abandono (ABEX)**, dentre outros, é necessário que tais custos sejam transparentes na formação dos valores a serem cobrados dos acessantes (terceiros interessados no compartilhamento do uso da infraestrutura de gás natural).

Uma discussão relevante se dá quanto à necessidade de definição da forma de cálculo da base regulatória de ativos (BRA), que, por sua vez, guarda relação com a questões relativas à Proposta nº 03, principalmente quanto à apropriação de custos que fundamentam os valores cobrados no acesso aos gasodutos de escoamento e da UPGNs por terceiros interessados.

No processo da Consulta e Audiência Públicas nº 8/2019 da ANP, que teve o objetivo de obter subsídios e informações adicionais sobre o Edital de Chamada Pública para a contratação de capacidade de transporte de gás natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), realizado em 2019, houve ampla participação de agentes da indústria do gás natural, consultorias e academia, com contribuições para vários aspectos, entre eles, a definição da base regulatória de ativos (BRA) e remuneração.

O Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ) foi um dos participantes da audiência pública, em que fez uma apresentação com o título Base Regulatória de Ativos: Melhores Práticas e o Caso Brasileiro<sup>22</sup>. Na sua apresentação, o GEE/UFRJ fez as seguintes recomendações:

- i) a BRA deve ser fixada com base em critérios claros e informações verificáveis;
- ii) o regulador deve garantir eficiência econômica: os ativos que integram a BRA devem ser analisados e autorizados pelo regulador;
- iii) a BRA deve permitir a manutenção da capacidade de investimento do agente detentor da infraestrutura; e
- iv) deve haver compromisso regulatório, com estabilidade da regulação e aplicação de princípios regulatórios para todos os casos.

O GEE/UFRJ ainda comentou, que na prática internacional, há vários métodos de avaliação da BRA, mas dois métodos são preponderantes:

- i) **custo histórico do ativo existente**: trata-se da valoração dos ativos pelo seu valor contábil. Os ativos são reavaliados com o passar do tempo, por meio da dedução de uma provisão de depreciação a cada ano. Entende-se que este método assegura ao investidor um retorno justo de seus ativos, ao abordar os custos históricos para a remuneração. O foco, assim, seria na **justiça**. Ainda com relação ao custo histórico, é possível considerar o valor contábil líquido, o custo histórico depreciado e o valor de aquisição, se for o caso; e
- ii) **custo de reposição**: o valor da BRA é calculado com base no custo de replicar uma nova infraestrutura da forma mais eficiente possível. Pode ser usado para definir uma empresa de referência. O objetivo, neste caso é fornecer sinais de preço eficientes para os participantes do mercado,

---

<sup>22</sup> Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2019/arquivos/cp-8-2019/gee-ie-ufrj.pdf>.

focando, assim, na **eficiência**. Para o cálculo da BRA, o valor de reposição deve ser depreciado e otimizado.

Outros métodos poderiam ser o valor de mercado para as empresas abertas e o lance em privatizações.

Embora a apresentação do GEE/UFRJ tenha sido para um ativo de transporte de gás natural, entende-se que é possível sua aplicação para infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural.

### **5.3.2 Considerações sobre o Acesso Negociado no Marco Regulatório do Gás Natural**

Preliminarmente, registra-se que, na interpretação da Lei nº 14.134/2021 e do Decreto nº 10.712/2021, além da estrita obediência aos ditames constitucionais do monopólio da União no setor de gás natural, deve estar aderente e em harmonia com os demais diplomas legais do marco regulatório do setor de gás natural, dentre os quais a Constituição Federal de 1988, a Lei nº 9.478/1997 e o Decreto nº 2.455/1998, por exemplo, assim como outros normativos setoriais que podem integrar a análise do caso em concreto, como a Lei nº 9.847/1999.

O art. 1º, **caput**, da Lei nº 14.134/2021 deixa evidente que os **incisos do art. 177, da CF/1988, abrangem todos os elos da cadeia da indústria do gás natural (IGN)**, em especial, os **elos de escoamento, processamento e transporte**.

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de **escoamento**, tratamento, **processamento**, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§ 1º As **atividades econômicas** de que trata este artigo serão **reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)** e poderão ser **exercidas por empresa** ou consórcio de **empresas** constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Em que pese citar apenas os incisos III e IV, do art. 177, da CF/1988, o inciso III faz remissão aos incisos I e II, do art. 177, da CF/1988, abrangendo todo o setor de O&G, conforme apontado na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 3.273 e ADI nº 3.366, do Supremo Tribunal Federal, em que houve questionamento sobre constitucionalidade de determinados dispositivos da Lei nº 9.478/97 e o entendimento consolidado pela Corte foi de que a aplicação dessa Lei não se dá de forma isolada e nem desvinculada da Constituição Federal, ressaltando a prevalência do regime de monopólio da União de que trata o seu art. 177.

Os elos de escoamento, processamento e transporte são objeto da regulamentação da Lei nº 14.134/2021, devendo destacar a competência da ANP na contratação, regulação e fiscalização das empresas que exploram o setor de gás natural, conforme os mesmos tratamentos observados na Lei nº 9.478/97 e na Lei nº 14.134/2021, independente do termo refino ou processamento de gás natural.

O art. 3º, XXIV, XLIII, da Lei nº 14.134/2021, apresenta conceitualmente as definições dos elos de escoamento e de processamento.

Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:

[...]

XXIV - gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;

[...]

XXVIII - indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;

[...]

XLIII - tratamento ou processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

Dessa maneira, evidencia-se que os elos de escoamento e de processamento estão sob a égide do monopólio da União, sendo a ANP o titular do exercício desse monopólio, o qual se dá pela contratação dos agentes do setor, bem como da adequada regulação e fiscalização das atividades econômicas exercidas pelas empresas que compõem a indústria do gás natural.

O art. 26, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021, apresenta a previsibilidade de que empresas possam “receber autorização da ANP” para atuar em atividades econômicas de gás natural nos elos de tratamento e de processamento de gás natural, sem que se estabeleça objetivamente quais são os critérios para outorga de autorização da infraestrutura de gás natural, seja no caso de novas infraestruturas (*greenfield*) ou ampliação das existentes (*brownfield*), deixando a questão para posterior regulamentação e regulação, por exemplo, o estabelecimento dos requisitos econômicos pela regulação.

Art. 26. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural.

Parágrafo único. O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural **poderá ser autorizado** para as empresas que **atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos na regulação**.

Por sua vez, o art. 27, **caput**, da Lei nº 14.134/2021, contempla genericamente que empresas constituídas sob as leis brasileiras “podem receber autorização” da ANP para explorar atividades econômicas nos elos de escoamento, liquefação e regaseificação de gás natural, deixando para regulação (art. 27, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021), a definição de **critérios de habilitação e as condições** para “receber” da ANP tal outorga de autorização, conforme transcrito abaixo:

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

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

Não obstante, o art. 28, §§ 1º a 4º, da Lei nº 14.134/2021, contém dispositivos que buscam estabelecer direitos pré-constituídos, conforme abaixo:

Art. 28. Fica **assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural** e aos terminais de GNL.

§ 1º O **proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura**, na forma da regulação da ANP.

§ 2º Os proprietários das instalações relacionadas no caput deste artigo deverão elaborar, em conjunto com os terceiros interessados, observadas **as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP, código de conduta e prática de acesso à infraestrutura**, bem como **assegurar a publicidade e transparência desses documentos**.

§ 3º A **remuneração a ser paga ao proprietário** de gasoduto de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminal de GNL pelo terceiro interessado, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, **serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura** de que trata o § 2º deste artigo.

§ 4º Na **eventualidade de controvérsia** sobre o disposto neste artigo, **caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerado o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura** de que trata o § 2º deste artigo, **ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil** (art. 28, §§ 1º a 4º, da Lei nº 14.134/2021)

O art. 28, caput, da Lei nº 14.134/2021, assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros à infraestrutura de escoamento ou de processamento de gás natural, entre outros. Embora preveja a negociação do acesso entre as partes, vale destacar que a possibilidade de livre estabelecimento do valor de acesso (desregulação plena) pode, na prática, vir a constituir um impedimento à concorrência e instrumento de discriminação via preço, principalmente caso o valor de acesso não seja transparente a todos os usuários.

A transparência, deve-se ressaltar, é elemento essencial para que os usuários da infraestrutura possam identificar eventuais desequilíbrios ou abusos, inclusive na utilização pelo usuário proprietário, com vistas a mitigar impactos à livre concorrência entre todos os ofertantes de energia. O valor e as regras do acesso podem se configurar imposição de uma barreira, com reflexos econômicos e concorrenciais, motivo pelo qual devem ser amplamente transparentes.

Além disso, oportuno transcrever trechos do entendimento do Relator Ministro Carlos Ayres Brito na ADI nº 3.273, do STF, comentado anteriormente:

26. Chegando-se a esta compreensão das coisas, já se pode acoplar as duas ordens de disposições constitucionais (a geral e a especial) para fixar o regime jurídico do petróleo e do gás natural segundo estas novas coordenadas mentais, algumas delas complementarmente justificadas em notas de rodapé:

#### **Petróleo e gás natural**

I – **são bens da União**, sejam os encontrados no subsolo, sejam os situados na *“plataforma continental, no mar territorial ou zona econômica exclusiva”* (art. 20, inciso IX e § 1º);

[...]

VIII – embora submetidas ao precitado regime de monopólio da União quanto à *“pesquisa”, “lavra”, “refinação”, “importação”, “exportação”, “transporte marítimo”*

e “transporte por meio de conduto” (incisos de I a IV do art. 177 da *Lex Legum*), podem ter todas essas atividades contratadas entre a União e brasileiros, ou entre a União e empresas estatais ou privadas (§ 1º do art. 177), **contanto que estas últimas atendam ao requisito do mencionado § 1º do art. 176** (“empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País”). Contratação, que, **para preservar o necessário regime de monopolização estatal do setor, só pode significar a mera execução de um trabalho que se faz para o ente monopolizador e em nome deste. Embora certos riscos de todas essas atividades possam ficar por conta das empresas contratadas, cabendo à lei dispor sobre o tipo de remuneração ou contrapartida financeira cabível. Vale dizer, a União remunerando ou compensando economicamente a contraparte privada, seja por um preço antecipadamente estipulado, a partir de critérios fixados com base na relação custo/lucro do particular, seja por um preço ou percentual que tenha como base até mesmo o produto da lavra (o concessionário a participar de coisa pública, e não a União a participar de coisa privada, entenda-se). Mas em que a União decaia jamais da altaneira posição de ente monopolizador de todo o setor petrolífero e de gás natural**, como está na cabeça do art. 177 e reafirma o inciso III do § 2º desse emblemático artigo, e

Nesse sentido, o § 3º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021 estabelece que a **remuneração a ser paga ao proprietário das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural**, dentre outras, pelo terceiro interessado, serão objeto de acordo entre as partes **com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados** na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura.

E o § 2º desse mesmo art. 28 estabelece que a **elaboração do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura** cabe aos proprietários dessas instalações, em conjunto com os terceiros interessados, observadas as boas práticas da indústria e **as diretrizes da ANP**.

Dessa forma, entende-se que a regulação deve estabelecer balizas para os critérios objetivos que definirão a remuneração a ser paga pelos terceiros interessados aos detentores das infraestruturas, exigindo a regulação econômica, que se insere nos requisitos econômicos e condições para a outorga das autorizações dessas atividades.

Esse entendimento é fundamental, especialmente associado às **Propostas nº 01 e nº 02**, que tratam as atividades de escoamento e de processamento de gás natural como modelos de negócio e que atribuem ao planejamento integrado e coordenado a otimização e o melhor aproveitamento das infraestruturas. Em adição ao monopólio da União e reconhecendo a existência de características de monopólio natural no exercício dessas atividades, o melhor aproveitamento das infraestruturas existentes levará ao monopólio regulatório, ao exigir que os produtores de gás natural de um determinado *cluster* utilizem essas infraestruturas até sua capacidade máxima, inclusive com ampliações, se houver necessidade e viabilidade, antes de permitir a construção de novas infraestruturas.

O objetivo é que o ganho de escala dessas infraestruturas e a previsibilidade da demanda por seus serviços permitam a redução dos riscos dessas atividades, refletindo em uma remuneração, justa e adequada, menor do que aquela requerida pelos agentes que exercem as atividades de E&P. No caso concreto de infraestruturas em operação há vários anos, deve-se discutir também a questão da amortização e depreciação dos ativos, devendo remunerar somente o que ainda não estiver amortizado e depreciado, em benefício de um custo de acesso menor para os novos acessantes.

### 5.3.3 Do Valor de Acesso Negociado entre as Partes

O gás natural extraído do reservatório de petróleo e gás natural é denominado gás rico e contém hidrocarbonetos e contaminantes. Os hidrocarbonetos são compostos formados por carbono (C) e hidrogênio (H). À medida que aumenta o número de átomos de carbono, a molécula se torna mais pesada. Dessa forma, o gás natural é composto majoritariamente pelos hidrocarbonetos de menor número de carbono, como o metano - C<sub>1</sub> (denotando um átomo de carbono na molécula, sendo o menor e mais simples hidrocarboneto), etano - C<sub>2</sub>, propano - C<sub>3</sub> e butano - C<sub>4</sub>. A presença das moléculas maiores, que podemos denominar genericamente de C<sub>5+</sub>, se torna cada vez menor no gás rico, pois, do contrário, o composto se tornaria líquido, na forma de óleo.

Já o gás natural especificado, que é aquele utilizado pelo consumidor final, contém majoritariamente metano. Compete à ANP regular a especificação desse gás. A especificação do gás rico é feita nas unidades de tratamento e de processamento de gás natural, em que há a separação dos contaminantes e das frações mais pesadas. Estas são consideradas derivados do gás natural ou, a depender de sua composição, líquidos de gás natural.

A composição do gás rico, extraído dos reservatórios de petróleo e gás natural, varia de campo para campo, ou ainda no mesmo campo ao longo do tempo. A variedade de composição do gás proveniente de diversos campos, que acabarão sendo misturados para escoar e processar, pode dar certa complexidade ao escoamento e, principalmente, ao processamento.

**A depender da composição dos gases, as necessidades técnicas das infraestruturas podem variar.** Por exemplo, gás mais rico pode exigir mais equipamentos na unidade de processamento para sua especificação. Eventualmente até para a separação de cada derivado de gás natural. Por sinal, o poder calorífico aumenta com a presença de mais átomos de carbono, o que reflete também em seu maior valor econômico no mercado.

**Considerando isso, é razoável permitir às partes (detentor da infraestrutura e produtor de gás natural rico) negociarem o valor do acesso às infraestruturas.**

O que se propõe é estabelecer a **regulação econômica da infraestrutura**, de modo que o **investidor tenha uma receita decorrente de uma remuneração justa e adequada do ativo**, considerando ainda os riscos da atividade, distintos das atividades de E&P e que serão reduzidos com o planejamento integrado.

Destaca-se que, sob a ótica dos usuários da infraestrutura e da garantia do acesso isonômico entre as partes, o foco está relacionado ao valor do acesso negociado, porém, sob a ótica do investidor, o que lhe interessa é a receita auferida ao final pelo desempenho da atividade, de forma a remunerar adequadamente o investimento incorrido.

Visando à isonomia no acesso, de forma a preservar a concorrência entre os produtores na oferta do gás natural ao mercado nacional, é necessária **a transparência das negociações de acesso para todas as partes**. Por meio da transparência das negociações e dos seus termos, os usuários dos serviços poderão julgar as diferenças entre as negociações e identificar se houve a devida alocação de custos entre os usuários. O valor cobrado pelo acesso deve ser justo e razoável e considerar, por exemplo, as diferentes cargas de entrada nas unidades de processamento, bem como a

adequada alocação dos produtos processados para cada um dos contratantes, na saída da unidade de processamento. Deve haver também **transparência das condições de acesso do usuário proprietário, com tratamento isonômico em relação aos demais acessantes**.

Faz-se um destaque para a situação em que não haja disponibilidade de capacidade na infraestrutura de gás natural existente. Nesse caso, antes da negativa de acesso, é necessário que os agentes (terceiro interessado e o operador da infraestrutura) avaliem a viabilidade técnica e econômica de ampliação de capacidade. O operador da infraestrutura deve fornecer todas as informações necessárias para a avaliação pelo terceiro interessado sobre a ampliação da infraestrutura.

Uma vez **identificada a viabilidade técnica e econômica da ampliação, torna-se mandatória a sua execução, visando ao melhor aproveitamento sistêmico das infraestruturas**. Nessa condição, o detentor da infraestrutura pode suportar o investimento necessário para a ampliação e, assim, ser remunerado por ele, ou, caso não queira, deve-se dar oportunidade para o terceiro acessante fazer o investimento. Nesse caso, vislumbra-se que o terceiro acessante e o detentor da infraestrutura poderiam estabelecer uma *joint venture*, o que evitaria confusão patrimonial e eventual perda de identidade das empresas partícipes.

O valor a ser cobrado deve considerar vários parâmetros, como a abrangência dos benefícios da ampliação, a alocação dos riscos e, obviamente, quem aportou o capital necessário.

Em qualquer situação, é importante ter a transparência da negociação, inclusive das justificativas da negativa de acesso, se for o caso. Mesmo no caso de ampliação para atender o usuário proprietário, as informações e os impactos nos valores de acesso dos terceiros devem ser transparentes e divulgados publicamente.

#### **5.3.4 Necessidade de Regulação Econômica em Indústrias de Rede**

A economia de um país é composta por setores econômicos, como primário, secundário e terciário. Entre esses setores encontra-se o de infraestrutura, que contém as indústrias de infraestrutura que, de modo geral, visam à prestação de atividades de interesse público ou até de prestação de serviço público, pois buscam atender às necessidades essenciais da sociedade, e muitas vezes utilizam um sistema de redes para prover adequadamente os serviços.

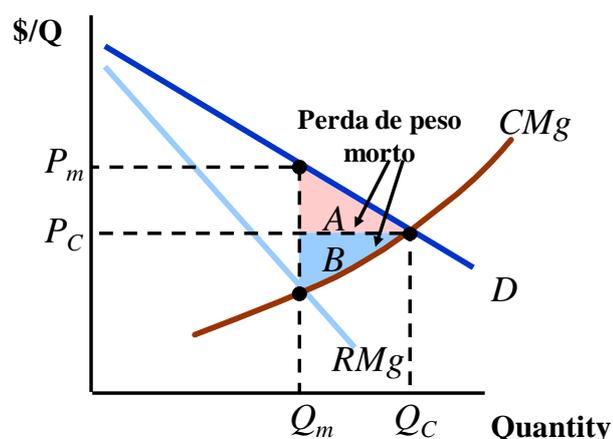
A indústria de rede, por sua vez, apresenta algumas características comuns, tais como:

- a) necessidade de grande volume de investimentos com longo prazo de maturação (indústrias intensivas em capital);
- b) alto custo fixo inicial, justamente devido ao grande volume de investimentos, e, após maturado o investimento, o custo fixo tenderá a zero e os custos marginais baixos para atender novos consumidores;
- c) as instalações geralmente são superdimensionadas, pela expectativa de pico de demandas futuras, buscando melhor aproveitamento dessas infraestruturas;

- d) presença de custos irrecuperáveis (*sunk costs*), devido às especificidades dessas instalações não poderem ser aproveitadas em outras atividades;
- e) presença de economias de escala que geram um custo médio decrescente, tendo em vista uma elevada escala mínima de eficiência, o que justifica a presença de uma única empresa e se denomina como Monopólio Natural;
- f) presença de economias de escopo, que ocorre em uma firma multiproduto, quando há redução de custos comuns na produção de dois ou mais serviços;
- g) possibilidade de haver demandas de pico para atendimento a diversos segmentos não coincidentes no espaço e no tempo, de modo que a agregação da demanda de pico não precisa ser igual à soma de todas as demandas individuais;
- h) possibilidade de rotas alternativas de oferta, dando maior confiabilidade no fornecimento, mesmo em situações adversas;
- i) tamanho das redes e avanços tecnológicos que interagem permitindo a adoção de diferentes serviços;
- j) geração de economias de aprendizagem; e
- k) geração de externalidades positivas e negativas, como o desenvolvimento econômico gerado em uma região próxima da infraestrutura e os impactos ambientais adversos gerados na implantação ou na operação das redes, respectivamente.

Sabe-se que a situação de mercado com a presença de monopólio é pior para o consumidor do que se mercado fosse competitivo, conforme pode ser observado no Gráfico 12 a seguir. Observa-se que o equilíbrio para o mercado competitivo se obtém a um preço  $P_c$  menor e uma quantidade produzida  $Q_c$  maior que ao nível de monopólio ( $P_m$ ,  $Q_m$ ). A diferença entre as duas situações de equilíbrio, ao adotar o equilíbrio de monopólio, é representada pelos triângulos A e B, que denota a perda de peso morto ou de bem-estar para a sociedade:

**Gráfico 12:** Equilíbrios em mercado competitivo versus Monopólio.



**Fonte:** adaptado de PINDYCK, Robert S; Rubinfeld, Daniel L. Microeconomia, 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002, p. 347.

As indústrias de rede são geralmente caracterizadas por serem monopólio natural, o que, por definição, é mais eficiente a presença de apenas uma empresa fornecendo o serviço para todo o mercado consumidor a um menor custo do que qualquer outra situação, inclusive de várias menores em competição entre si, devido ao aproveitamento das economias de escala e de escopo.

Entretanto, nessas indústrias, o poder de mercado é provavelmente o caso de falha de mercado mais relevante, uma vez que, para um monopolista, a única restrição sobre os preços que essa firma pode praticar seria a disposição a pagar dos consumidores, expressa pela curva de demanda, que então seria usada para definir a quantidade a ser produzida voltada para a maximização de seus lucros, tipicamente implicando um nível de preço acima do que seria cobrado em um mercado competitivo (igual ao custo marginal).

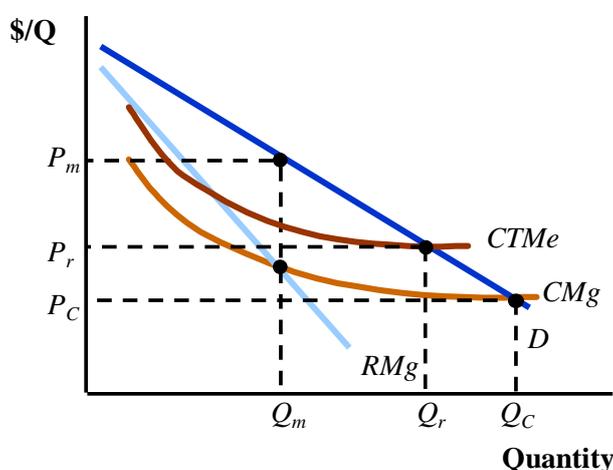
Além disso, geralmente os consumidores nesses mercados de serviços de infraestrutura apresentam demandas inelásticas por serviços de infraestrutura, de modo que o poder de mercado potencial das firmas que atuam nesses setores é grande.

Na situação de monopólio natural, a empresa fixaria o preço ao nível de  $P_m$  com produção  $Q_m$ , com um preço alto e restringindo o consumo de um serviço de infraestrutura essencial e fundamental para sociedade, reduzindo muito o bem-estar social.

Nesse caso, cabe à regulação econômica da atividade buscar a fixação de um preço abaixo do nível de monopólio natural, considerado alto para a sociedade.

Entretanto, observando o Gráfico 13 a seguir, que representa uma empresa monopolista natural, a busca por fixar o preço ao nível de concorrência perfeita (igual à curva  $CMg$ ), conhecido como solução *First Best*, não seria sustentável para essa empresa, pois incorreria em prejuízo na falta de algum subsídio (equilíbrio  $P_c$ ,  $Q_c$ ). Dessa forma, parte-se para a solução *Second Best*, ao nível de Custo Médio (curva  $CTMe$ ), onde a empresa pagará todos os seus custos e ainda terá uma remuneração adequada, **emulando a situação que ocorreria num mercado em concorrência perfeita (equilíbrio  $P_r$ ,  $Q_r$ )**.

**Gráfico 13:** Determinação de preço para empresa monopolista natural.



**Fonte:** PINDYCK, Robert S; Rubinfeld, Daniel L. Microeconomia, 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002, p. 349.

Esse equilíbrio é definido pelo órgão regulador por meio da determinação de tarifas reguladas (que no caso de escoamento e processamento seria um valor de acesso baseado numa faixa de valores que gerem a receita necessária baseada no custo de serviço com a devida remuneração do capital investido), de modo a proteger o consumidor e a sociedade de uma situação de mercado muito desequilibrada. Em relação à ótica do exercício da atividade econômica pelo monopolista, considera-se o estabelecimento da Receita Máxima Permitida.

Vale ressaltar que, sem a regulação econômica, o equilíbrio que maximiza o lucro da empresa monopolista natural é  $(P_m, Q_m)$ , muito acima do equilíbrio  $(P_r, Q_r)$  trazendo prejuízos à sociedade.

Dessa forma, **justifica-se a regulação econômica que reduza o poder de monopólio da firma em fixar o preço num nível muito alto que maximize seus lucros, mas oneram demasiadamente a sociedade, principalmente quando se trata de indústrias de redes caracterizadas pelo monopólio natural.**

Vale sempre ressaltar que o que se busca é um valor de acesso a todas as infraestruturas que seja suficiente para pagar todos os seus custos e remunerar adequadamente o investimento incorrido, considerando o risco do negócio. Busca-se um equilíbrio tarifário que atraia investimentos, remunerando adequadamente o negócio e ao mesmo tempo, tudo que deve ser pago pelos consumidores.

Os elos da cadeia de escoamento, processamento e transporte de gás natural apresentam características de indústria de rede e de monopólio natural, cabendo ao Estado uma regulação econômica adequada de modo a buscar equilibrar os interesses do investidor e dos consumidores, trazendo benefícios para a sociedade e para a economia, de forma sustentável.

### 5.3.5 Experiência internacional (*benchmarking*)

A regulação americana é um exemplo de aplicação de princípios competitivos para operação de dutos de petróleo e gás natural. A fonte do direito é o Código dos Estados Unidos (*The United States Code – US Code*), que consolida e codifica por assunto as leis americanas. O *US Code* é compilado pela Câmara dos Representantes dos Estados Unidos.

A referência ao tema de compartilhamento da infraestrutura de gasoduto é encontrada no *US Code*, Título 43 – Terras Públicas, Capítulo 29 – Terras Submersas, Subcapítulo III – Terras da Plataforma Continental Exterior; § 1334. Administração da locação, item “f”, que estabelece os princípios competitivos que regem a operação de gasodutos.

De acordo com o *US Code* (livre tradução, grifos nossos):

[...] toda autorização, licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade para o **transporte por oleoduto ou através da plataforma continental externa de petróleo ou gás exigirá** que o **gasoduto será operado de acordo** com os seguintes **princípios competitivos**:

(A) O duto **deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não-proprietários.**

(B) Mediante **solicitação específica de um ou mais carregadores proprietários ou não proprietários, capazes de fornecer um nível garantido de rendimento**, e sob a condição de que o embarcador ou embarcadores que solicitarem tal expansão **sejam responsáveis por arcar com sua parcela proporcional dos custos e riscos relacionados** para isso, a **Comissão Federal Reguladora de Energia poderá**, ao constatar, **após audiência plena e com a devida notificação às partes interessadas**, que **tal expansão está dentro dos limites tecnológicos e de viabilidade econômica, ordenar uma expansão subsequente da capacidade de transferência de qualquer gasoduto** para o qual a licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade for aprovada ou emitida após 18 de setembro de 1978.

Observa-se que, diferentemente do Brasil (art. 28, § 1º, da Lei nº 14.134/2021), nos Estados Unidos **não há excepcionalidade de preferência de uso pelo agente proprietário do ativo de infraestrutura de gasoduto**, evitando assim eventuais distorções concorrenciais, objetivo do comando.

Conforme indica a OCDE no Guia para Avaliação de Concorrência, versão 3.0, Volume 1 – Princípios<sup>23</sup>, o direito de “preferência ao proprietário” se constitui um direito de exclusividade pela utilização da infraestrutura e é uma barreira concorrencial, conforme apontado (grifos nossos):

#### **Concessão de direitos de exclusividade**

A atribuição de um direito de exclusividade para a produção de um determinado bem ou a **prestação de um determinado serviço** significa criar um monopólio privado. Historicamente, um direito de exclusividade era atribuído num contexto de “monopólio natural”.

**Os direitos de exclusividade, principalmente os de longo-prazo, têm sido encarados como uma forma de estímulo à realização de investimentos em infraestruturas, investimentos estes que seriam improváveis sem uma garantia de acesso ao mercado que a exclusividade assegura.** Não obstante, por vezes, são concedidos direitos de exclusividade em situações em que não se aplica a justificação do monopólio natural.

**Os direitos de exclusividade constituem, em vários aspetos, a maior barreira à entrada no mercado. Os direitos de exclusividade tendem a produzir preços monopolistas e outros problemas relacionados com o exercício de poder de mercado.** Estes efeitos nem sempre podem ser evitados pela legislação porque os legisladores falham frequentemente na prevenção do poder de mercado e na proteção dos consumidores, ou têm uma taxa de sucesso muito baixa.

Por essa razão, estes direitos de exclusividade devem ser limitados e atribuídos apenas depois de uma consideração atenta dos preços que vão ser cobrados, do prazo da concessão da exclusividade e de alternativas que permitam alcançar os mesmos objetivos.

#### **Opções alternativas de política pública.**

Na falta de alternativas viáveis, as entidades legisladoras podem optar pela licitação do direito exclusivo. Os órgãos do Governo e economistas devem solicitar aconselhamento sobre o modelo de licitação mais apropriado à alienação dos direitos em causa. No caso de o direito ser efetivamente concedido, deve ser prestada uma atenção especial à forma como os respectivos moldes são definidos. Por exemplo, é preciso tratar questões como a adequação relativa à regulação de preços pela via dos custos (“cost plus”) versus a taxa de rentabilidade versus o limite de preços (“price cap”). Por outro lado, em muitos casos, a cisão da exclusividade entre duas ou três entidades pode permitir que até certo ponto se mantenha a dinâmica da concorrência, obtendo ainda assim os benefícios pretendidos.

<sup>23</sup> <https://www.oecd.org/daf/competition/46969642.pdf>

Ainda no Guia para Avaliação de Concorrência da OCDE, versão 3.0, porém no Volume 2 -Diretrizes<sup>24</sup>, assim caracteriza as barreiras à entrada:

### 1.2. Barreiras à entrada

De um modo geral, as barreiras à entrada podem ser definidas como os fatores que dificultam a entrada de empresas novas no mercado relevante. Avaliar a extensão destas barreiras é importante, pois fornece-nos uma perspectiva do grau potencial de concorrência que as empresas estabelecidas podem enfrentar. Por exemplo, se as barreiras à entrada forem elevadas, as empresas incumbentes podem assumir comportamentos restritivos da concorrência, aumentar os preços e desfrutar lucros elevados, sem o receio de que a entrada de novas empresas comprometa os seus proveitos. Dito de outra forma, quanto menor o nível de barreiras à entrada, maior será o grau potencial de concorrência, verificando-se ainda um efeito disciplinador sobre as empresas estabelecidas no mercado, cujo poder de mercado é restringido.

A questão da barreira à entrada não se restringe apenas ao acesso. O agente incumbente pode inviabilizar a entrada de novos ofertantes ao mercado, ao firmar contratos de suprimento de gás natural de longo prazo, sem cláusulas de saída, como afirmado pela OCDE, na continuidade do texto anterior:

- **Barreiras criadas pelo comportamento dos incumbentes:** A conduta de mercado das empresas estabelecidas pode causar prejuízos à concorrência. Por exemplo:
  - As empresas que operam em setores com[o] o das telecomunicações, de abastecimento de eletricidade e gás natural apresentam por vezes **contratos que “prendem” o consumidor por um determinado período de tempo e exigem penalizações pela troca de fornecedor. Trata-se de chamados custos de substituição. Ao aumentarem os custos dos consumidores pela substituição de fornecedor, estas ofertas prejudicam os concorrentes e as novas empresas.**
  - As empresas de telecomunicações dos Estados Unidos têm restringido/negado agressivamente o acesso das suas redes aos seus concorrentes.

Dessa forma, a regulação econômica é essencial para evitar que a empresa incumbente possa assumir comportamentos restritivos da concorrência, como aumentando preços de acesso, ou mesmo negando, e firmando contratos de suprimento de longo prazo que dificultem a entrada de concorrentes, para, no fim, fruir de lucros elevados, em prejuízo dos consumidores do energético.

Destaca-se que, com a medida de reconhecimento das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, terminais de GNL e estocagem como um modelo de negócio específico e com uma regulação econômica adequada, reduz-se a relevância da titularidade do gás que passa pela infraestrutura, pois o que é mais importante torna a ser o volume (demanda do serviço), que gera o retorno para o investimento incorrido. Para isso, a busca por mais interessados no acesso torna-se o seu objetivo.

## 5.4 Proposta nº 04: Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G

De acordo com o relatado no tópico sobre o **diagnóstico dos problemas relacionados aos elos da cadeia da indústria do gás natural**, a situação atual aponta

<sup>24</sup> <https://www.oecd.org/daf/competition/49418818.pdf>

para um conjunto de problemas que é decorrente da **falta de transparência e publicização de dados relevantes para o adequado funcionamento do mercado de O&G.**

A **existência de assimetria de informações** nos **diversos elos da cadeia da IGN** se manifesta de inúmeras formas, conforme identificado nos diagnósticos iniciais e nas oitivas dos agentes nas reuniões do CT2, tais como:

- i) falta de publicidade de informações sobre as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, para reduzir a assimetria de informações que prejudicam os terceiros na negociação com os detentores dos ativos;
- ii) falta de informações sobre os investimentos realizados em infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, sua razoabilidade, sua amortização e depreciação, bem como a remuneração;
- iii) a exigência de celebração de termos de confidencialidade para negociação do acesso aos elos de escoamento e processamento, criando dificuldades à negociação;
- iv) dificuldade de acesso ao conteúdo dos contratos negociados, mesmo para o órgão regulador;
- v) falta de regras claras para a definição das tarifas de transporte e, mais ainda, para as infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;
- vi) falta de transparência na aplicação de penalidades ou mesmo da operação das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, que impede os terceiros de tomar medidas para reduzir as penalidades;
- vii) falta de mecanismos que permitam a coordenação no acesso de terceiros às infraestruturas do setor de gás natural, considerando ser uma indústria de rede; e
- viii) falta de informações que permitam a coordenação de necessidades de construção ou ampliação de infraestruturas do setor de gás natural.

#### **5.4.1 Detalhamento das Medidas de Transparência e Publicização de Informações no Setor de O&G**

De início, deve-se ressaltar a **importância da transparência e da publicidade dos dados do setor** para os órgãos de **formulação de política pública, de planejamento, de regulação das atividades econômicas e de defesa da concorrência**, bem como para os agentes dessa indústria, considerando os produtores, os comercializadores, os detentores de infraestruturas e os consumidores. A **redução da assimetria de informação** permitirá um mercado mais eficiente e com menores custos de transação.

Para os agentes privados, permitirá menor nível de assimetria de informações nas negociações de acesso às infraestruturas e melhor avaliação do nível de oferta e de demanda de gás natural, que se traduz na competitividade do mercado em que estão inseridos. Consumidores industriais poderão fazer planejamentos de investimentos com base em projeções do aumento de oferta de gás natural.

Para os órgãos governamentais, as informações permitirão avaliar o nível de concorrência e de abastecimento nacional do mercado de gás natural, ajustar a estrutura do mercado, se houver necessidade, e permitir o planejamento da necessidade de oferta de gás natural, que se vincula aos leilões de E&P, e de infraestruturas para o setor.

As informações relacionadas à formação de preço do gás natural nacional são fundamentais tanto para os agentes privados quanto para os órgãos governamentais, fomentando um mercado concorrencial com menos falhas de mercado.

Propõe-se, assim, que seja criada uma **plataforma eletrônica única**, que **concentre as informações das infraestruturas acessíveis aos terceiros**, abrangendo capacidade nominal, operacional, contratada, ociosa e disponível para contratação. Outras informações relevantes para o acesso de terceiros devem estar disponíveis, como a faixa da tarifa de acesso à infraestrutura e faixa de qualidade do gás que pode ser movimentado ou processado. Os próprios contratos de acesso, padronizados, devem estar disponíveis para fácil verificação pelos interessados, com a indicação das condições e cláusulas que estão sujeitas à negociação entre as partes.

No caso de negociação de acesso, deve haver comunicação à ANP sobre o seu início, para que haja monitoramento da sua conclusão. A qualquer tempo, a ANP poderia atuar, de ofício ou mediante solicitação, para verificar se há existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes. Eventuais negativas de acesso devem ser devidamente justificadas e ter publicidade. A relação de todos os acessantes, com respectivas capacidades contratadas e faixas de valores de acesso devem ser disponibilizados publicamente também.

É desejável que as informações sobre a movimentação de gás natural fiquem disponíveis publicamente, em tempo real, o que permitiria atuação dos agentes para mitigação de riscos e criar oportunidade para atuação de outros agentes, promovendo maior dinamismo do mercado de curto prazo.

Os operadores das infraestruturas devem apresentar, anualmente, relatório demonstrando os investimentos realizados e a recuperação da remuneração para a ANP.

Os contratos de compra e venda de gás natural devem apresentar maiores informações sobre as parcelas referentes aos custos dos acessos às infraestruturas, que, em última instância, serão suportados pelos consumidores finais. Os contratos devem ser registrados à ANP, que utilizará para a análise da formação de preços do gás natural no mercado e divulgará de forma consolidada para conhecimento público.

A EPE deverá, também, divulgar as informações utilizadas no planejamento integrado setorial, tanto de oferta quanto de demanda de gás natural, de forma consolidada, para evitar a identificação de informações concorrencialmente sensíveis dos agentes.

**Em suma, de modo abrangente, a regra do setor seria a transparência das informações, sendo que o sigilo seria exceção, devidamente motivada, porquanto se reveste de interesse público da própria sociedade no exercício das atividades sob monopólio da União pelos privados.**

## **5.5 Proposta nº 05: Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)**

No decorrer das reuniões e discussões do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), objetivando a elaboração de **estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil**, ocorridas entre julho/2023 e março/2024, identificou-se a necessidade de adoção de um Comitê permanente para monitoramento periódico do setor de gás natural, incluindo andamento dos projetos, atendimento às determinações de Resoluções do CNPE, acompanhamento da agenda regulatória da ANP, assim como para o desenvolvimento e implementação de uma série de propostas, ações, medidas e iniciativas, que devem ter continuidade no biênio de 2024/2025 ou mesmo, havendo a necessidade, em outros anos, ultrapassando assim a vigência e mandato dos representantes governamentais no GT-GE, que se encerra em abril/2024.

A segunda estrutura seria a criação de um **Comitê Técnico (CT-CMSGN)** formado por servidores públicos integrantes do **MME**, da **ANP** e da **EPE**, possuindo um **enfoque mais executivo**, também, contando com a participação de técnicos de outros Ministérios, órgãos e entidades da administração pública, que desempenhariam **atividades de curto e médio prazos**, a depender da especificidade do problema identificado e a ser resolvido, mediante à **estruturação de uma força tarefa interinstitucional** (grupos/equipes) **atuando de forma específica** e no sentido de **identificar quais medidas necessitam ser revistas por não atenderem o interesse público, afetarem os consumidores ou a União ou aos Estados-membros**.

Os **resultados esperados** desta força tarefa do CT-CMSGN seria a **elaboração de procedimentos transitórios e auxiliares na implementação das medidas de curto prazo a serem adotadas pela Diretoria da ANP**, ou seja, auxiliando na edição de **resoluções de caráter transitório pela ANP**, no sentido de dar **concretude as ações necessárias e identificadas no GT-GE**, bem como, na **regulação do marco regulatório setorial** ou mesmo numa **eventual necessidade de elaboração de dispositivos legais**.

A **ação conjunta** do Comitê Consultivo (CC-CMSGN) e do Comitê Técnico (CT-CMSGN) **no acompanhamento e monitoramento do mercado de gás natural permitirá aferir os efeitos das ações de curto prazo sobre a oferta e a demanda de gás natural e do biometano no mercado interno e a repercussão no preço pago pelos consumidores finais**. Na medida em que as ações forem sendo adotadas, novos problemas podem ser percebidos, requerendo novas medidas a serem implementadas neste período de transição até que a ANP possa concluir a sua Agenda Regulatória.

Nos tópicos seguintes são apresentadas as possíveis **ações de curto prazo a serem implementadas pelos respectivos comitês**. Observa-se, ainda, que para algumas das ações serem adotadas poderá haver necessidade do Comitê Técnico (CT-CMSGN) submeter a proposta à apreciação do próprio CMSGN, que deliberará sobre o assunto e a depender do caso em concreto poderá, inclusive, haver a necessidade de que a questão venha a ser decidida no âmbito do CNPE ou pela Diretoria Colegiada da ANP, em se tratando das resoluções transitórias da Agência Reguladora.

### **5.5.1 O Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)**

Por similaridade e inspiração no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), propõe-se a criação do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN).

O CMSGN terá como atribuições:

- I. acompanhar o desenvolvimento das atividades de gás natural nos seus elos da cadeia e nas suas várias formas (em qualquer estado físico);
- II. avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes pré-determinados;
- III. realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de gás natural e seus derivados, abrangendo os seguintes parâmetros, dentre outros:
  - a. demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos, e as perspectivas de suprimento de gás natural e seus derivados;
  - b. configuração dos sistemas de produção e de oferta relativos ao setor de gás natural; e
  - c. configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais, regionais e internacionais, relativamente à rede de gasodutos;
- IV. identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional, dentre outros, que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão do setor de gás natural e seus derivados;
- V. elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visadas a manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento de gás natural, e encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE;
- VI. deliberar sobre as diretrizes e as condições de importação de gás natural de que trata o art. 19 da Lei nº 14.134/2021;
- VII. monitorar a evolução das obras e previsão da entrada em operação de projetos importantes de gás natural;
- VIII. monitorar o atendimento às recomendações e determinações dispostas em resoluções do CNPE;
- IX. monitorar as publicações de resoluções que devem ser regulamentadas pela ANP; e
- X. monitorar e indicar soluções para o restabelecimento da prestação de serviço de gás natural em quaisquer dos elos da cadeia entre outras situações que mereçam um monitoramento periódico do setor de gás natural.

O CMSGN será composto por membros do Ministério de Minas e Energia, que o presidirá, da ANP, da EPE, da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério da Fazenda, e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Poderão ser convidados a participar das reuniões do CMSGN, representantes de órgãos da administração federal, estadual e municipal, e de entidades públicas e privadas, bem como técnicos do setor de gás natural.

O CMSGN é um Comitê de alto nível, permanente, de acompanhamento e monitoramento do setor de GN que pode, inclusive, ajudar a ANP na tomada de decisões, na sua competência de regulação setorial, e na implementação de políticas públicas, além de acompanhamentos de projetos importantes do setor de GN, assim como acontece no CMSE envolvendo a ANEEL, sem, no entanto, prejudicar a sua atuação como importante agência reguladora e fiscalizadora.

Na sua competência de Comitê de Monitoramento, a proposta é que o CMSGN se reúna de forma ordinária uma vez por mês e, em caráter extraordinário, sempre que convocado por seu Presidente.

O CMSGN poderá instituir comitês técnicos para a realização de estudos específicos. Nesse momento, em algumas das ações coordenadas pelo CMSGN já se propõe a criação de comitês técnicos conforme detalhado a seguir.

## **5.5.2 Ações Coordenadas pelo CMSGN**

### **5.5.2.1 Ação CMSGN nº 01: Termo de Cooperação para Abertura do Mercado de Gás Natural e Compromisso com o Desenvolvimento Nacional**

A **Ação CMSGN nº 01** propõe a formulação de um **Termo de Cooperação para Abertura do Mercado de Gás Natural e Compromisso com o Desenvolvimento Nacional**, a ser firmado entre a União e os agentes da indústria do gás natural, contendo o **compromisso voluntário** de cooperação para abertura do mercado de gás natural e desenvolvimento nacional. O objetivo do Termo é de ter o compromisso dos agentes em repassar as eventuais reduções de custos de acesso às infraestruturas e dos benefícios do mercado concorrencial, decorrentes das medidas que estão sendo implementadas, para os consumidores finais de gás natural. Assim, evita-se que as reduções de custos de acesso decorrente do estabelecimento de remunerações justas e adequadas às infraestruturas não se tornem lucro dos acessantes.

O termo de cooperação deve abranger ainda o **compromisso** para colaborar com o **aumento da oferta de gás natural, com remuneração justa, razoável e adequada ao exercício da atividade econômica**, promovendo **modicidade de preços da molécula** para uso como insumo de produção ou como energético em outros setores da economia e aos usuários finais, contribuindo para o desenvolvimento nacional.

### **5.5.2.2 Ação CMSGN nº 02: Adoção de Modelo de Negócio Específico para Infraestruturas de Escoamento e Processamento Existentes**

Esta proposta de **Ação CMSGN** visa estabelecer um **modelo de negócio específico** para as **infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural existentes**, de modo a segregar das atividades de E&P. Para tanto, o CT-CMSGN deve convocar os detentores dessas infraestruturas para elaborarem os respectivos fluxos de caixa projetados, com parâmetros econômico-financeiros adequados para as respectivas atividades. O processo de definição da BRA atualizada, devidamente depreciada e amortizada está melhor detalhado mais abaixo. O fluxo de caixa deve ser elaborado considerando o período residual de vida útil da infraestrutura. O prazo previsto para esta Ação é de 90 dias.

Pode ser oportuno discutir a viabilidade de ter um operador independente das infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, mantida a titularidade dos agentes atuais. Ou ainda, a separação total dessas infraestruturas e alienação para terceiros, que tenham foco no investimento em infraestruturas.

#### **5.5.2.3 Ação CMSGN nº 03: Revisão dos Planos de Desenvolvimento (PDs) para Aumento da Oferta de Gás Natural**

Com a revisão dos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, a partir da definição de uma BRA atualizada e devidamente depreciada e amortizada, associada a uma remuneração justa e adequada para as atividades, pode gerar novas alternativas de monetização do gás natural dos campos existentes, em relação à opção de sua reinjeção. Tendo isso em vista, esta **Ação CMSGN** propõe que o **CT-CMSGN** convoque os concessionários e contratados de E&P, especialmente da Bacia de Santos, onde se concentra a reinjeção de gás natural, para avaliar e discutir revisão dos respectivos Planos de Desenvolvimento (PDs). O objetivo é **reavaliar a previsão da quantidade de gás natural que está sendo reinjetada, além do tecnicamente necessário.**

Sugere-se que **priorize** a revisão dos **campos de Búzios e de Mero**, devido ao potencial de oferta de gás natural pela redução da reinjeção.

Identificado o volume de gás disponível para oferta ao mercado pela redução da reinjeção além da tecnicamente necessária, deve-se verificar:

- i) a viabilidade técnica e econômica de adaptação da atual FPSO ou a transferência de gás natural entre as unidades produtivas do campo ou a instalação de FPSO *Hub* de Gás;
- ii) identificar a possibilidade de acesso e disponibilidade de capacidade no gasoduto de escoamento mais próximo e a sua na respectiva UPGN capaz de processar o tipo de gás; e
- iii) na falta de capacidade, analisar a viabilidade técnica e econômica da ampliação ou implantação de novos gasodutos ou UPGNs.

No caso do FPSO *Hub* de Gás, deve se avaliar também outros campos na área de sua abrangência, para compartilhamento da unidade.

Esta Ação não prejudica a competência da ANP quanto à realização de processos ordinários de revisão de PDs.

#### **5.5.2.4 Ação CMSGN nº 04: Oferta de Serviços de Flexibilidade pela Petrobras**

De acordo com o art. 9º, III, da Resolução CNPE nº 3/2022, foi estabelecido como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural ofereça **serviços de balanceamento de rede e produtos de flexibilidade no mercado de curto e longo prazos**, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante o período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços.

Como já observado, a falta de mecanismos de flexibilidade foi um dos problemas identificados nas oitivas dos agentes da indústria do gás natural, sendo que, para a mitigação dos riscos dos carregadores e redução de penalidades, a solução seria a oferta, de forma contínua e previsível, de serviços de balanceamento de rede e produtos de flexibilidade no mercado de curto e longo prazos. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento desse mercado, especialmente de curto prazo, fomenta o surgimento de outros agentes oferecendo os mesmos produtos, gerando concorrência e liquidez.

Considerando isso, esta **Ação CMSGN** propõe que o CT-CMSGN atue para que a Petrobras ofereça tais serviços de balanceamento e produtos de flexibilidade ao mercado, nos termos estabelecidos pela Resolução CNPE nº 3/2022.

Para tanto, é necessário também o desenvolvimento de uma plataforma que facilite a comercialização de gás natural, proposta na **Ação CMSGN nº 06**.

#### **5.5.2.5 Ação CMSGN nº 05: Padronização e Ajuste de Contratos**

De acordo com o art. 5º, IV, da Resolução CNPE nº 3/2022, a padronização dos contratos de compra e venda é uma das diretrizes para a abertura do mercado de gás natural, durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural.

A padronização reduz custos de transação, bem como pode permitir o surgimento de mercado secundário. Esse conceito deve ser aplicado não só para os contratos de molécula, mas também nos contratos de acesso às infraestruturas.

Dessa forma, esta **Ação CMSGN** propõe que o CT-CMSGN constitua grupos técnicos, com participação dos agentes da indústria do gás natural, para discutir a padronização dos:

- contratos de compra e venda de gás natural no novo modelo de mercado;
- termos de acesso ao escoamento (contratos);
- termos de acesso ao processamento (contratos); e
- contratos de serviço de transporte.

Além da padronização, os usuários dos serviços das infraestruturas e os compradores de gás natural, incluindo as concessionárias de SLGC, devem indicar os itens que precisam de ajustes nos contratos existentes. Os termos e os contratos mencionados devem ser sinérgicos com as regras operativas das FPSOs, UPGNs e demais infraestruturas de movimentação de gás.

Com as propostas de minutas padronizadas dos contratos e termos e a indicação dos itens que precisam ser adequados nos contratos existentes, o CT-CMSGN deve verificar se atendem ao interesse público e aos princípios e objetivos da Política Energética Nacional. Deve, também, **verificar a sua aderência com a Lei nº 14.134/2021, o Decreto nº 10.7132/2021 e os dispositivos da Resolução CNPE nº 3/2022**, bem como outras normas que vierem a ser editadas, a exemplo daquelas que vierem a ser editadas a partir das propostas deste Relatório. Os novos termos e contratos padronizados devem ser adotados pelos agentes da indústria do gás natural, enquanto não tiver uma regulação atualizada da ANP sobre o tema.

Registra-se a observação de que um dos maiores problemas do setor de gás natural se encontra justamente no termo contratual de fornecimento de gás e nos

contratos de acesso às infraestruturas da cadeia do gás natural. Portanto, caso não sejam revistos, o problema setorial continuará por longo prazo, pois tais contratos têm prazos acima de 10 anos. **Inferese que a maioria dos atuais contratos foram firmados recentemente e não estão aderentes ao marco regulatório setorial do novo mercado de gás.** Torna-se, dessa forma, urgente tal revisão e ajustes contratuais para adequá-los.

Após os ajustes, os atuais contratos devem ser substituídos pelos novos modelos padronizados, cabendo aos agentes, de forma voluntária, firmar os novos contratos em substituição aos atuais ou então aditá-los com a nova versão.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais 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 nº 14.134/2021.

Avalia-se o estabelecimento de prazo de 90 dias para os agentes discutirem a padronização dos contratos e termos e indicação dos itens que precisam ser adequados nos contratos atuais e apresentaram ao CT-CMSGN. Outros 90 dias poderiam ser estabelecidos para a decisão final do CT-CMSGN sobre a avaliação da compatibilidade dos novos termos e contratos aos princípios e objetivos da Política Energética setorial e legislação vigente.

#### **5.5.2.6 Ação CMSGN nº 06: Disponibilização de Plataforma Eletrônicas**

O art. 6º, § 1º, II, da Resolução CNPE nº 03/2022, estabelece que os agentes da indústria do gás natural, durante o período de transição para o mercado concorrencial, devem disponibilizar plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, para o balanceamento das áreas de mercado de capacidade, e para a comercialização de gás natural, incluindo o mercado de curto prazo. Esta proposta de Ação visa, assim, ao atendimento desse dispositivo da Resolução CNPE nº 03/2022.

Propõe-se que seja implementada uma plataforma única para prover os serviços para:

- contratação da capacidade de escoamento;
- contratação da capacidade de processamento;
- contratação da capacidade de transporte;
- balanceamento das áreas de mercado de capacidade;
- comercialização de gás natural; e
- comercialização de gás natural no mercado de curto prazo.

Todas as informações necessárias para a transparência e agilidade da contratação ou comercialização devem estar disponíveis nessa plataforma. Além disso, essa plataforma deveria concentrar as informações de todas as infraestruturas a que terceiros podem ter acesso. Assim, a plataforma poderia ser denominada Portal Eletrônico Único de Acesso às Infraestruturas.

Os transportadores já têm uma plataforma para oferta de serviços de transporte, o **Portal de Oferta de Capacidade (POC)**. Valendo-se de sua experiência e da existência

dessa plataforma, pode-se recomendar o desenvolvimento dos demais módulos pelos transportadores. Os custos da implantação e manutenção dessa plataforma poderiam ser recuperados na forma de tarifa de transporte, a ser paga por todos os carregadores.

Deve-se ressaltar que o ambiente de comercialização de gás natural nessa plataforma deve ser segregado daquele de contratação de acesso a infraestruturas, para evitar que os transportadores tenham acesso às informações de preços praticados por cada agente. Com o desenvolvimento do mercado e aumento de liquidez, é desejável que o ambiente de comercialização migre para uma entidade administradora do mercado de gás natural, nos termos do art. 32 da Lei nº 14.134/2021.

O CT-CMSGN deve estabelecer prazos e fazer o monitoramento da implantação dessa plataforma, com sugestão de que seja concluído em até 360 dias.

Outra plataforma poderia ser a dos dados de produção de gás natural e projeções da ANP. A ANP poderia aproveitar de sua estrutura de painéis dinâmicos já existente para a disponibilização dos dados. Assim, a implementação não seria onerosa nem complexa. Estima-se que a plataforma poderia ser implementada em até 90 dias. Cabe ao CT-CMSGN acompanhar a implantação dessa plataforma também.

#### **5.5.2.7 Ação CMSGN nº 08: Identificação dos Valores Justos e Adequados de Acesso às Infraestruturas de Escoamento e de Processamento**

O objetivo desta **Ação CMSGN** é reconhecer a **base regulatória de ativos (BRA)** para os **elos de escoamento e processamento**, atualizada e devidamente depreciada e amortizada. A partir dessa BRA, seria calculado o valor de acesso às infraestruturas, com remuneração justa e adequada.

O CT-CMSGN deve convocar os detentores de infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, a exemplo da Petrobras, Shell, Repsol, Galp, dentre outros, para que apresentem o valor atual da BRA dos respectivos ativos, devidamente depreciada e amortizada. Cabe à ANP, com apoio da EPE, analisar a valoração da BRA, a partir de critérios econômicos objetivos e a devida crítica aos valores apresentados pelos agentes setoriais. Caso os agentes não apresentem o valor da BRA, pode-se adotar, até uma valoração definitiva na forma da regulação da ANP, uma **BRA transitória**, por meio da aplicação de metodologias de valoração de ativos reconhecidas na prática da indústria.

Reconhecida a BRA atualizada ou fixada a BRA transitória, deve-se estabelecer a remuneração justa e adequada dos ativos e calcular os novos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento. Na sequência, o CT-CMSGN deve convocar os detentores das infraestruturas e os terceiros acessantes para que negociem a adequação dos atuais contratos de acesso, de modo a refletir os novos valores obtidos para cada caso analisado.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais 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 nº 14.134/2021.

Estima-se que o prazo total desta Ação seja de 90 dias, devendo ser dada prioridade para a solução do acesso ao SIE e SIP, por onde passa a maior parte do volume de gás ofertado ao mercado nacional.

#### **5.5.2.8 Ação CMSGN nº 09: Renegociação dos Contratos Legados e Identificação dos Valores de Acesso ao Transporte Dutoviário**

Esta **Ação CMSGN** guarda relação com os procedimentos adotados na **Ação CMSGN anterior**, pois visa reconhecer a BRA das infraestruturas de transporte de gás natural.

Assim, o CT-CMSGN deve convocar os transportadores de gás natural, a exemplo da NTS, TAG e TBG, para que apresentem o valor atual da BRA dos respectivos ativos, devidamente depreciada e amortizada. Cabe à ANP, com apoio da EPE, analisar a valoração da BRA, a partir de critérios econômicos objetivos e a devida crítica aos valores apresentados pelos agentes setoriais. Caso os agentes não apresentem o valor da BRA, pode-se adotar, até uma valoração definitiva na forma da regulação da ANP, uma **BRA transitória**, por meio da aplicação de metodologias de valoração de ativos reconhecidas na prática da indústria.

Reconhecida a BRA atualizada ou fixada a BRA transitória, deve-se estabelecer a remuneração justa e adequada dos ativos e calcular os novos valores das tarifas de transporte, para as capacidades disponíveis excluídas as capacidades reservadas aos contratos legados.

O CT-CMSGN deve analisar também **os contratos ainda vigentes de serviços de transporte**, firmados anteriormente à publicação da Lei nº 14.134/2021, e seus impactos nas tarifas de transporte nos próximos anos. Outros fatores devem ser considerados na análise, como a possibilidade de descontratação de serviços de transporte, em decorrência do fim dos contratos de geração elétrica de algumas UTEs.

Com base nessa análise, o CT-CMSGN pode propor renegociação dos contratos legados, respeitando o disposto no art. 44 da Lei nº 14.134/2021 e viabilizando espaço para novos investimentos no sistema de transporte dutoviário, sem provocar aumento da tarifa de transporte. Para tanto, o CT-CMSGN deve convocar os transportadores e os carregadores dos contratos legados e viabilizar a renegociação de novos termos.

Caso um acordo voluntário entre as partes não seja atingido, deve-se considerar a necessidade e a prevalência do interesse público e avaliar a adoção de eventuais 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 nº 14.134/2021.

Estima-se que o prazo total desta Ação seja de 90 dias.

### **5.6 Proposta de ações**

As 5 propostas apresentadas anteriormente constituem a base para a estruturação de ações para o alcance dos objetivos do Comitê Temático 2. Nesse sentido,

decorrentes dessas propostas, serão apresentadas abaixo as propostas de ações mais específicas e detalhadas.

#### **5.6.1 Ação nº 01: Leilões de Blocos Exploratórios de O&G**

No processo de planejamento e preparação dos leilões de blocos de E&P, a ANP deve:

- i) priorizar a oferta blocos exploratórios de O&G em áreas com infraestruturas de gás natural existentes (vide **Proposta nº 02**);
- ii) indicar, para os licitantes, as informações das infraestruturas existentes próximas, quanto aos detentores dos ativos, capacidades, eventuais ociosidades, entre outras informações;
- iii) indicar a estimativa do valor do investimento em ramais e do acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;
- iv) indicar o valor da estimativa de investimento para a ampliação das infraestruturas, se houver necessidade;
- v) estimar os volumes de produção de O&G utilizados na modelagem econômica do leilão; e
- vi) após a outorga e durante toda a execução do contrato, em especial, durante a etapa de produção, anualmente, acompanhar e verificar o cumprimento da produção estimada em contrato.

A EPE deve dar o suporte para as estimativas de investimentos e avaliação da necessidade ampliação, se for o caso.

#### **5.6.2 Ação nº 02: Aprovação dos Planos de Desenvolvimento de Campos de O&G**

No processo de aprovação do Plano de Desenvolvimento (PD) de um campo de O&G, a ANP deve:

- i) garantir o acesso do campo às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural;
- ii) se não houver capacidade disponível, determinar a ampliação da capacidade ou adequação técnica, se for viável economicamente;
- iii) se não houver viabilidade de ampliação, avaliar a viabilidade técnica e econômica da construção de uma nova infraestrutura, em conjunto com a EPE, e ofertar a autorização para investidores interessados, em processo seletivo público;
- iv) não havendo condições de ampliação ou adequação da capacidade do gasoduto preexistente, a ANP deve avaliar se é técnica e economicamente viável a implantação de nova infraestrutura; e
- v) o critério de investimento (agente, terceiro ou operador) deve seguir regra única (regime econômico da autorização) estabelecida pela ANP, conforme discutida nas **Propostas nº 01 e nº 03**.

### 5.6.3 Ação nº 03: Aprovação dos Planos Anuais de Produção de Campos de O&G

A ANP deve estimular o produtor a manter sua produção de gás natural em níveis satisfatórios, de forma a extrair o maior valor econômico possível da reserva e a manter a oferta necessária para garantia do abastecimento nacional.

Deve ser vedado ao operador do campo criar escassez de oferta de gás natural. Tal comportamento do operador do campo pode impactar a oferta e, por consequência, o preço do gás natural, de modo que a ANP deve atuar para evitá-lo, considerando sua atribuição de proteger os interesses dos consumidores quanto à oferta e ao preço.

A ANP deve cobrar investimento e recuperação ao máximo de petróleo e gás até extinguir todo o potencial do campo. A experiência internacional demonstra campos maduros e produtivos com mais de 50 anos. Se o contratado ou concessionário não produzir, o campo deve ser ofertado a outro interessado compulsoriamente, considerando o descumprimento de cláusulas contratuais em relação ao Plano Anual de Produção ou ao Plano de Desenvolvimento do campo.

### 5.6.4 Ação nº 04: Acompanhamento e Monitoramento das Atividades de E&P

No processo de submissão do PD para aprovação da ANP, os contratados e concessionários de E&P devem apresentar à ANP todos os estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTEs) completos de cada cenário analisado, bem como daquele que embasou a decisão do projeto.

Uma vez aprovado o PD, o contratado ou concessionário deve apresentar anualmente para a ANP um relatório contábil regulatório do campo. O modelo do relatório deve ser elaborado pela ANP.

A partir dessas informações, a ANP deve verificar a atratividade das atividades de E&P no Brasil e propor medidas de melhoria, caso verifique que os outros países têm condições mais favoráveis. ANP deve também monitorar a efetiva concorrência no mercado de gás natural, de modo a evitar abuso nos preços e consequente aumento arbitrário dos lucros.

### 5.6.5 Ação nº 05: Monitoramento da Concorrência do Mercado de Gás Natural

A ANP deve monitorar se a oferta total de gás natural no mercado interno é suficiente para o desenvolvimento do processo concorrencial. Entende-se que, para que exista o processo concorrencial, minimamente deve existir excesso de oferta.

Assim, a ANP:

- i) **caso verifique que a oferta está maior do que a demanda**, não há ação específica da ANP a ser realizada, pois os preços tenderiam a cair pela existência da concorrência; e
- ii) **caso verifique que a oferta está menor do que a demanda**, a ANP deverá adotar medidas para assegurar o abastecimento nacional e a concorrência interna, inclusive, estabelecendo restrição a exportações de gás natural e/ou de seus derivados. Além disso, deve promover novos leilões de E&P.

Na hipótese de se verificar que os agentes estão abusando nos preços, a ANP deve atuar para coibir tais comportamentos, adotando medidas como:

- i) no exercício de seu poder de polícia administrativa, estabelecimento de um termo de ajustamento de conduta (TAC) ou termo de compromisso de cessação de conduta (TCC), visando adequar o retorno obtido ao justo e razoável, para a proteção dos usuários quanto a preço e oferta de gás natural;
- ii) avaliação da possibilidade de estabelecimento de uma empresa monopólio, para compra do gás desses agentes e revenda sem margem ou margem mínima; e
- iii) adoção de mecanismos já previstos no art. 33, § 1º, da Lei nº 14.134/2021, como o programa de venda de gás natural conhecido como *gas release*.

Qualquer agente do setor pode apresentar à ANP denúncia de abuso de preços, tanto de molécula quanto de acesso a infraestruturas. A ANP deverá apurar a denúncia e tomar as medidas necessárias, se for o caso.

#### **5.6.6 Ação nº 06: Acesso e Compartilhamento de FPSOs**

Os operadores dos campos devem dar transparência e publicidade às características das unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (em inglês, FPSOs) e capacidades das suas instalações, visando dar oportunidade para compartilhamento de infraestruturas por outros operadores de campos.

A ANP deve promover a negociação entre os operadores de campos, para compartilhamento de FPSOs e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes. Para o detentor da infraestrutura que permite acesso, haverá o benefício de uma receita adicional pelo compartilhamento da infraestrutura e redução de ociosidade. Para o terceiro acessante, o custo exploratório e de produção será menor. E, para o país, haverá menor custo exploratório e maior eficiência produtiva, permitindo até bônus maiores nos leilões de E&P.

#### **5.6.7 Ação nº 07: Unidade Produtiva de Gás Natural Compartilhada**

Em complemento à Ação nº 06, de compartilhamento de FPSOs, é possível considerar o projeto de uma unidade produtiva dedicada ao gás natural, para conexão com vários campos próximos, o FPSO *Hub* de gás natural, conforme comentado nas subseções 4.1.2 e 5.2.1.

A proposta de FPSO *Hub* poderá vir do planejamento integrado realizado pela EPE, sem prejuízo de proposição pelos agentes da indústria do gás natural (observando sempre a compatibilidade com o planejamento integrado, a ser avaliada pela EPE).

A autorização para a implantação do FPSO *Hub* de gás natural deve ser precedida de um processo seletivo público, a ser conduzido pela ANP. Se o requerimento de autorização for de iniciativa de um agente privado, deve prever fase de contestação, para identificação de outros interessados em implementar infraestruturas para os mesmos objetivos.

### 5.6.8 Ação nº 08: Planejamento Nacional Integrado e Coordenado do Setor de Gás Natural

A EPE deve elaborar os estudos para o planejamento nacional integrado e coordenado do setor de gás natural, para dar suporte à ANP, em sua atribuição de implementar a política nacional de gás natural, com ênfase na garantia do suprimento de gás natural e seus derivados.

O planejamento deve ter abrangência **nacional**, de modo a incluir também os modais alternativos ao dutoviário para as regiões ainda não atendidas por gasodutos. Por ser uma indústria de rede, o planejamento deve considerar, de forma **integrada**, as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte, chegando até as infraestruturas de SLGC. Além disso, deve considerar as projeções de produção de gás natural dos concessionários e contratados de E&P, bem como a demanda prevista dos consumidores, especialmente industriais, servindo de **coordenação** das necessidades de cada um para a implementação das infraestruturas.

O planejamento deve levar em consideração as regras de interconexão, conforme Ações nº 10 e nº 10-A.

Como visto na subseção 5.2.1, a EPE obter informações de projeções de produção de gás natural da ANP e realizar pesquisa de oferta e de demanda de gás natural com os agentes da indústria do gás natural, incluindo consumidores especialmente industriais. Deve ainda interagir com as companhias de SLGC e com a Aneel, para estimativas de demanda dos consumidores cativos e de geração termelétrica. A oferta e demanda deve considerar também biogás e biometano e derivados de gás natural.

Os blocos, jazidas e campos de uma região ou bacia sedimentar devem ter tratamento como *cluster*, para agregação de volume visando ao maior aproveitamento e otimização das infraestruturas necessárias.

Informações consolidadas devem ser compartilhadas com os transportadores de gás natural, para a elaboração do plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural.

O planejamento nacional integrado e coordenado deve abranger as infraestruturas de escoamento, de processamento e de transporte de gás natural, inclusive aquelas para biogás e biometano. Também deve abranger terminais de GNL e instalações de estocagem subterrânea de gás natural.

O dimensionamento de capacidade das infraestruturas deve considerar a demanda atual e a potencial de longo prazo, para tirar proveito do significativo ganho de escala e redução de custo marginal de produção. As infraestruturas devem estar preparadas para ampliações, se for o caso.

O processo de planejamento deve permitir aos agentes privados oferecerem projetos para serem considerados nos estudos da EPE. Deverá haver também etapas de consultas públicas, para participação social.

A seleção das alternativas de escoamento, de processamento e de transporte deve ser feita com uma visão sistêmica pela EPE e considerar a eficiência produtiva e alocativa, visando ao menor custo para o consumidor final.

As alternativas selecionadas deverão formar a carteira de projetos de infraestruturas do setor de gás natural, que a ANP oferecerá para investidores, em processo seletivo público.

Devem ser definidos modelos de negócio específicos para as infraestruturas, de modo que não se confundam com outras atividades, como as de E&P. A remuneração dos investimentos nessas infraestruturas deve ser compatível com os seus riscos, considerando que o planejamento nacional integrado e coordenado dará previsibilidade de demanda por seus serviços.

#### **5.6.9 Ação nº 09: Pesquisa de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano**

A EPE deve realizar periodicamente uma **chamada pública para obter projeções de oferta e de demanda dos agentes de mercado de gás natural, biogás e biometano**, assim como das **empresas públicas e das agências reguladoras estaduais**, em relação à **demand do serviço local de gás canalizado (SLGC)**. Para tanto, a EPE deve desenvolver um **sistema de coleta de informações**.

A coleta de informações deve buscar identificar o potencial de ofertantes de gás natural, de biogás e de biometano, oriundos de diversas atividades, tais como aterros sanitários, saneamento básico, suinocultura, agricultura e agropecuária.

Em relação à demanda, a coleta de informações deve identificar o potencial de consumidores de gás natural e de seus derivados, assim como de biogás e biometano, seja como energético ou matéria-prima.

As informações a serem coletadas devem incluir a localização da oferta e da demanda, para fins de planejamento da malha de gasodutos, ou mesmo de modais alternativos.

#### **5.6.10 Ação nº 09-A: Transparência dos Dados de Oferta e de Demanda de Gás Natural, Biogás e Biometano**

Propõe-se a **Ação nº 09-A** como derivada da Ação anterior, de pesquisa de oferta e de demanda de gás natural, biogás e biometano. As informações coletadas, de forma agregada, devem ser disponibilizadas publicamente, ressalvadas as informações concorrencialmente sensíveis dos agentes.

O objetivo é dar **previsibilidade de demanda por serviços de escoamento, processamento e transporte de gás natural, seus derivados, biogás e biometano aos investidores em infraestruturas do setor**.

A ANP já tem dados de potencial de gás nas bacias sedimentares, bem como as projeções de produção de gás natural dos concessionários e contratados de E&P. Já a EPE coletará, periodicamente, as informações dos agentes da indústria do gás natural, conforme proposto na Ação nº 09.

### 5.6.11 Ação nº 10: Regras de Estruturação do Mercado de Gás Natural

Considerando que as infraestruturas do setor de gás natural têm **características de monopólios naturais**, em que a agregação de volume poderá **gerar ganhos de escala significativos**, é importante estabelecer **regras de estruturação do mercado**, definindo como se deve dar a interconexão entre os elos dessa cadeia. As regras devem ser estabelecidas pela **ANP** a partir de uma **análise de impacto concorrencial** na estruturação do mercado de gás natural.

As unidades de produção e de oferta de gás natural, inclusive de biometano, e as de consumo de gás natural devem se conectar às infraestruturas do setor, observando as regras de interconexão. Isso deverá ser considerado no planejamento integrado setorial, como já comentado na subseção 5.2.1 e na Ação nº 08 acima.

Deve-se avaliar o tratamento dos sistemas isolados e sua contribuição para o sistema integrado, inclusive em relação a estabelecimento de eventuais tarifas.

Tendo em vista a complementaridade dos modais alternativos ao dutoviário, esses também devem ser considerados nas regras de interconexão, inclusive quanto ao momento em que o volume demandado viabilize a construção de um gasoduto. Os contratos de suprimento de gás natural pelo modais alternativos ao dutoviário devem prever possibilidade de migração para o suprimento por gasoduto, objetivando a otimização dos modais logísticos e maximização do uso das infraestruturas, de modo sistêmico, respeitada a economicidade de cada modal.

As regras devem ser claras, para mitigação de risco de judicialização. A redução de riscos, incluindo a previsibilidade de demanda por serviços, permitirá ainda um menor retorno de capital exigido pelos investidores em infraestruturas e consequente menor impacto nos preços aos consumidores. As regras de interconexão também promover a devida concorrência entre as fontes de suprimento.

### 5.6.12 Ação nº 10-A: Regras de Estruturação de Mercado em Sistemas Isolados

Como uma derivada da Ação nº 10 acima, faz-se um detalhamento maior das regras de interconexão para sistemas isolados e modais alternativos ao dutoviário.

Os **sistemas isolados e os modais alternativos ao dutoviário** podem desenvolver mercados de gás natural em localidades mais afastadas, para, em algum momento, viabilizar gasodutos até a região, para interconexão com o sistema de transporte dutoviário, ou mesmo com as malhas de prestação de SLGC. No entanto, é importante avaliar os custos e os preços praticados nessas localidades, para **não provocar distorção concorrencial por formação de preços distintos**, principalmente entre regiões ou mesmo Estados. Caso haja vantagem competitiva, pela falta de regras adequadas de interconexão, essas modalidades podem acabar sendo incentivadas, proliferando sistemas isolados, em detrimento de infraestruturas que poderiam oferecer áreas de cobertura de suprimento maior, com multiplicidade de agentes e com maior concorrência.

Dessa forma, as regras para a estruturação do mercado devem levar em consideração a expectativa de interconexão de sistemas isolados, visando ampliar a área de cobertura de suprimento de gás natural, reduzir o custo marginal sistêmico e oferecer preços de gás natural de forma mais equânime em todas as regiões e Estados.

### 5.6.13 Ação nº 11: Requisitos para Autorização de Construção de Infraestruturas de Gás Natural

O modelo de planejamento integrado e coordenado do setor de gás natural pressupõe a maximização e otimização do uso das infraestruturas, com ganho de escala naquelas com características de monopólio natural. Com isso, ao mesmo tempo em que permite dar previsibilidade de demanda para os investidores em infraestruturas, gera-se um monopólio regulatório para o uso dessas infraestruturas, antes de permitir que outras sejam construídas. Desse modo, é essencial que a **outorga de autorização de construção das infraestruturas** da ANP estabeleça o **modelo de negócio específico** e os **requisitos econômicos**, como já tratado nas Propostas nº 01 e nº 03.

Os itens a serem avaliados previamente pela ANP para a outorga de autorização abrangem os aspectos econômicos do investimento em infraestruturas de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, além de terminais de GNL, a serem utilizados na estruturação de um **fluxo de caixa projetado do modelo de negócio**. Os aspectos econômicos incluem:

- valor do investimento (Capex);
- remuneração (WACC) adequada;
- índice de correção inflacionária;
- período de amortização do investimento;
- custos de operação e manutenção (Opex);
- outros custos associados; e
- penalidades por atrasos e outras condições.

Em relação ao índice de correção inflacionária, propõe-se que seja adotado o IPCA, para dar maior previsibilidade de pagamentos para os acessantes das infraestruturas.

Como o custo das infraestruturas será coberto pelos usuários e, em última instância, será incorporado no preço do gás natural pago pelos consumidores finais, é importante que o investimento gere o menor impacto no sistema. Para tanto, a ANP deve oferecer a outorga de autorização para a construção e exploração das infraestruturas em **processo seletivo público**, daquelas infraestruturas consideradas no **planejamento integrado e coordenado do setor de gás natural**.

O **critério de seleção** do projeto mais vantajoso no processo seletivo público poderia ser o de **menor receita para o período**. Caso as propostas apresentadas no processo seletivo público não sejam satisfatórias, acima da prevista pela ANP, a Agência tem autonomia para avaliar a sua autorização, tendo em vista o impacto que a falta da infraestrutura pode causar para os consumidores.

O investimento realizado deverá ser reconhecido em base regulatória de ativos, com devida transparência e publicidade, assim como os requisitos econômicos da autorização, de modo a dar **previsibilidade ao mercado** sobre os custos das infraestruturas a serem suportados e sobre o retorno aos investidores.

#### **5.6.14 Ação nº 12: Regras para Expansão de Capacidade das Infraestruturas do Setor de Gás Natural**

A **Ação nº 12** trata do estabelecimento de **regras para expansão de capacidade das infraestruturas** do setor de gás natural, que foram discutidas na **Proposta nº 03**, que **orientam as condições e a contratualização do acesso de compartilhamento a tais infraestruturas**.

Visando ao ganho de escalas das infraestruturas que têm características de monopólio natural, geralmente a sua ampliação tem um custo sistêmico menor do que a construção de uma nova. Dessa forma, a **outorga de autorização para construção** de uma infraestrutura do setor de gás natural sujeita a acesso de terceiros deve apresentar **regras claras e requisitos para ampliação**.

Em relação às infraestruturas já existentes, quando houver interesse de acesso de um terceiro, mas não tiver capacidade disponível, deve ser avaliada a possibilidade técnica e econômica de sua ampliação. **Se houver viabilidade** e não tiver acordo entre as partes, a **ANP deve determinar sua ampliação**.

A regulamentação deve disciplinar como serão os aportes dos investimentos incrementais e sua remuneração. Caso o detentor da infraestrutura não queira fazer o investimento, deve-se dar oportunidade para o acessante fazer o aporte dos recursos necessários.

É importante, de modo geral, que as infraestruturas novas sejam construídas preparadas para possíveis ampliações e expansões futuras, de modo a facilitar eventuais negociações de acesso quando não tiver capacidade disponível. Deve ser dada transparência e publicidade às informações de capacidades existentes e possibilidades de expansão das infraestruturas.

#### **5.6.15 Ação nº 13: Estabelecimento de Metas de Eficiência de Operação**

A proposta de estabelecimento de **metas regulatórias de eficiência de operação e manutenção dos ativos** tem como objetivo a eficiência na operação das infraestruturas e redução dos custos de operação e manutenção (OPEX), que, em última instância, são pagos pelos consumidores finais. As metas podem ser estabelecidas na outorga de autorização de sua construção e revisadas periodicamente.

A ANP deverá dar transparência no atendimento das metas de eficiência de operação nas **planilhas do fluxo de caixa projetado dos ativos**.

#### **5.6.16 Ação nº 14: Transparência do Retorno e Remuneração das Infraestruturas de Gás Natural**

Propõe-se que seja dada a devida **transparência do retorno e remuneração dos ativos dos elos de escoamento, processamento, terminais de GNL e de transporte**, por meio de apresentação de relatório anual das receitas recuperadas. Esse relatório deverá ser elaborado pelos operadores das infraestruturas e deve considerar:

- receita gerada no ano;
- custos de operação e manutenção (Opex) realizado;

- outros custos associados realizados;
- índice de correção inflacionária realizado;
- valor do investimento recuperado (Capex); e
- amortização anual da base regulatória de ativos (BRA).

As planilhas dos fluxos de caixa projetados originalmente utilizadas para a outorga de autorização das infraestruturas devem ser atualizadas com os dados realizados e disponibilizadas publicamente, para transparência do valor pago pelos usuários e, em última instância, pelos consumidores finais do gás natural.

#### **5.6.17 Ação nº 15: Transparência das Características Técnicas, Operacionais e de Utilização das Infraestruturas de Gás Natural**

Os operadores das infraestruturas de gás natural, sujeitas ao acesso de terceiros, devem apresentar todas as **características técnicas e operacionais**, em consonância com a Proposta nº 04, abrangendo:

- capacidade nominal;
- capacidade operacional;
- capacidade contratada e utilizada;
- capacidade disponível para contratação;
- faixa das tarifas de acesso à infraestrutura; e
- faixa de qualidade do gás que pode ser movimentado ou processado.

As minutas de **contratos padronizados de acesso** também devem estar disponíveis para os interessados, assim como um sumário dos **contratos de acesso já firmados**. As **informações de acesso do usuário proprietário** também devem ser **disponibilizadas publicamente**.

Todas essas informações devem ser disponibilizadas em **portal eletrônico único**, concentrando todas as infraestruturas do setor de gás natural acessíveis a terceiros. Sugere-se que os transportadores de gás natural façam a gestão dessa plataforma, com o custo rateado pelos usuários do sistema de transporte.

#### **5.6.18 Ação nº 16: Valor do Acesso às Infraestruturas de Gás Natural**

O **valor do acesso** às infraestruturas de gás natural deve ser **justo e razoável** tanto para o **acessante** quanto para o **detentor da infraestrutura**. Os parâmetros econômicos que devem ser considerados na definição da receita do investidor da infraestrutura estão detalhados na Ação nº 11.

Uma vez definida a receita máxima permitida para os investidores, o valor do acesso será estabelecido pelo **rateio entre os usuários que firmaram contrato** com o operador da infraestrutura. O rateio deve considerar tanto os terceiros quanto o próprio usuário proprietário.

Os valores dos acessos devem ser equivalentes, caso os terceiros assumam os mesmos riscos dos usuários proprietários.

Como as instalações de um determinado elo da cadeia de valor do gás natural podem estar interconectadas e operar como um sistema, propõe-se a adoção de **tarifa postal por custo e por tipo de serviço**.

Caso o **pagamento pelo acesso** seja realizado com **gás natural ou seus derivados**, a transação deve considerar o **valor de mercado** no respectivo elo da cadeia e não o valor determinado a partir de uma condição econômica e concorrencial de monopólio ou de monopsonio no mercado.

#### **5.6.19 Ação nº 17: Código de Acesso Único e Comum para as Infraestruturas de Gás Natural**

A Lei nº 14.134/2021, mais especificamente o art. 28, § 2º, estabeleceu a obrigatoriedade de **os proprietários das instalações** de escoamento e de processamento de gás natural e dos terminais de GNL elaborarem, em conjunto com os terceiros interessados, **código de conduta e prática de acesso às infraestruturas**, observadas as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP.

Considerando isso, propõe-se que os detentores das infraestruturas elaborem um **código comum único para cada tipo de infraestrutura**. Inclui-se nesse rol as instalações de estocagem de gás natural.

Os códigos de acesso devem ser sinérgicos e harmônicos com as regras de transporte dutoviário, tendo em vista a composição dessa indústria de rede.

O objetivo é estabelecer um procedimento padronizado de acesso a cada tipo de infraestrutura, facilitando a negociação entre as partes, principalmente em uma visão de sistema.

Além disso, em observância ao mencionado dispositivo da Lei nº 14.134/2021, deve ser dada a devida transparência e publicidade dos documentos. O portal eletrônico único de publicidade das informações das infraestruturas, a que se refere a Ação nº 15, deve ser utilizado para concentrar os documentos e disponibilizar publicamente.

#### **5.6.20 Ação nº 18: Terminais de GNL Integrantes do Sistema de Transporte Dutoviário**

O Programa Gás para Empregar visa ao maior aproveitamento da produção de gás natural nacional, promovendo o aumento da disponibilidade do energético para o setor produtivo do país. Nesse cenário de aumento da produção nacional de gás natural e preços competitivos, os terminais de GNL poderiam ficar ociosos e serem desativados, o que pode elevar a **exposição do país em caso de crise no abastecimento interno** ou mesmo em caso de **interrupções operacionais**.

Diante disso, deve-se avaliar a manutenção de alguns **terminais de GNL** conectados ao sistema de transporte dutoviário, para ter alternativas de fontes de suprimento de gás natural. A EPE, no âmbito do planejamento, poderia avaliar as regiões onde seria recomendável ter terminais de GNL à disposição. Uma vez **integrado ao sistema de transporte dutoviário**, o **custo de disponibilidade** seria incluído na **tarifa de transporte**.

Para maior transparência, a escolha do terminal de GNL pode ser feita por meio de um processo seletivo público, em que o critério de seleção seja o de menor custo de disponibilidade, atendidas características mínimas como capacidade.

Essa estratégia de inclusão de terminal de GNL no sistema de transporte dutoviário visando à segurança energética pode ser estendida para as instalações de estocagem subterrânea de gás natural. A existência de infraestruturas de **estocagem subterrânea de gás natural** pode permitir **otimização no dimensionamento do sistema de transporte**, de modo que pode haver **compensação de custos** entre eles.

#### **5.6.21 Ação nº 19: Segregação do Custo de Importação de Gás Natural Boliviano e GNL**

No tocante à transparência no setor de O&G, identificou-se a necessidade de que seja dada **transparência e publicidade ao custo do GNL importado e do gás natural importado da Bolívia na formação do preço do gás natural**. A razão para tal medida é que a Petrobras incorpora esses custos na negociação com os compradores de gás natural e, por ser a maior comercializadora de gás natural, o seu preço médio acaba servindo de referência para a negociação dos demais ofertantes de gás natural, mesmo que não tenham o custo de importação de GNL. Isso distorce a formação do preço do gás produzido no Brasil.

Propõe-se que, durante o processo de transição, **o custo de importação de GNL e do gás boliviano seja segregado e tenha tratamento específico e transparente**, apartado da negociação do gás natural produzido no Brasil. Uma possibilidade seria avaliar o rateio desse custo entre todos os consumidores nacionais, o que ainda permitiria essa oferta ser tratada como suprimento de última instância nos picos de demanda.

#### **5.6.22 Ação nº 20: Operador Dedicado de Infraestruturas de Gás Natural ou Operador Líder de um consórcio de empresas investidoras**

O modelo de negócio específico para as infraestruturas de gás natural, tratado na Proposta nº 01, e o estabelecimento de regras claras para a remuneração do investimento podem atrair novos investidores para o setor. Em decorrência, pode haver diversidade de agentes detentores de infraestrutura, que geraria certa complexidade na operação de cada elo da cadeia do gás natural.

Considerando isso, propõe-se que a regulação permita a construção da infraestrutura por um agente e a operação por outro. Idealmente, um agente deveria ser responsável por toda a operação das infraestruturas conectadas de um determinado elo, permitindo a sua atuação de forma coordenada, otimizada e simplificada, sem prejuízo da manutenção da titularidade dos ativos pelos investidores. É possível avaliar sua aplicação tanto em infraestruturas já existentes (*brownfield*) quanto em novas (*greenfield*).

Oportuno comentar que, caso esse agente tenha independência na relação societária com aqueles que atuam nas atividades concorrenciais da cadeia do gás natural, seria o modelo de Operador Independente de Sistema, que é um dos modelos de desverticalização adotado em alguns países, principalmente na Europa. A presente

proposta de Ação nº 20 não pretende adotar essa medida, mas é possível avaliar sua implementação, caso haja movimentação do mercado nessa direção.

Ainda como exemplo de agente que opera a infraestrutura sem ser o titular dos ativos de campos de E&P, cita-se a empresa Gassco (<https://gassco.eu/en/home/>), que opera e gerencia a malha de gasodutos da Noruega, incluindo os gasodutos internacionais para entrega de gás natural aos países europeus.

Registra-se que, em certa medida, tal tipo de arranjo contratual já ocorre no caso do gasoduto da Rota 2, visto que a Petrobras atua como operadora da infraestrutura, sendo que a titularidade é de um consórcio em que ela é uma das consorciadas, juntamente com a Galp, Shell e Repsol. Esse tipo de consórcio também se verifica nos campos de E&P, em que diversos agentes são consorciados, porém um deles é o operador do campo. Destaca-se que não se sabe como se dá a relação entre as partes, fator que pode inibir a participação de novos investidores em infraestruturas.

#### **5.6.23 Ação nº 21: Detalhamento dos custos de acesso às infraestruturas nos contratos de suprimento de gás natural**

Como já destacado em vários momentos anteriormente, a transparência de informações é relevante para redução de custos de transação e melhor precificação do gás natural. Nesse sentido, propõe-se também que as informações sobre custos de acesso às infraestruturas sejam apresentadas nos contratos de suprimento de gás natural, quando cabíveis. Alguns contratos firmados entre produtores de gás natural e concessionárias de serviços locais de gás canalizado, aos quais a ANP dá publicidade, já apresentam as parcelas referentes a escoamento e processamento de gás natural. Vale destacar que a parcela de transporte já é exigida pela regulação, conforme Resolução ANP nº 52, de 29/setembro/2011.

Essa transparência é importante, pois, no final, o custo das infraestruturas será suportado pelos consumidores finais, mesmo que não eles participem da negociação de acesso, que ocorre entre os agentes privados.

De qualquer forma, é importante considerar que, à medida que surgem novos comercializadores ao longo da cadeia do gás natural, pode ocorrer de não ser mais possível inserir essas informações de parcelas referentes às infraestruturas em todos os contratos de suprimento de gás natural. Isso porque os comercializadores não necessariamente terão contrato de acesso às infraestruturas e podem ter um portfólio de contratos de compra de gás natural com vários agentes, inclusive de importação e com prazos distintos, dificultando a apuração de um valor médio das parcelas para inserção em cada contrato.

### **5.7 Outras Propostas**

Ao longo das oitivas dos agentes da indústria do gás natural e dos diagnósticos realizados pelo Comitê Temático 2, foram identificadas algumas iniciativas que, embora não sejam adstritas aos objetivos do GT-GE, poderiam **ampliar a oferta de gás natural**. Como as iniciativas têm um escopo mais estratégico e político quanto ao encaminhamento, citam-se algumas delas para registro e ulterior providências e encaminhamentos no âmbito do MME e do CNPE.

No âmbito da **tributação do gás natural**, identificou-se a **necessidade de aperfeiçoamentos da legislação tributária**, visando à uniformização e simplificação da tributação incidente sobre as operações e serviços relacionados com o gás natural. Isso é necessário não só para viabilizar a dinâmica esperada do mercado concorrencial de gás natural, com vários agentes e várias operações, mas também para dar maior segurança aos novos modelos de negócios que estão surgindo com as oportunidades do mercado.

No âmbito do **setor de E&P de O&G**, identificou-se a necessidade de maior alinhamento e tratativas visando avançar e remover **entraves regulatórios** que afetam:

- i) o licenciamento ambiental na Margem Equatorial;
- ii) o licenciamento ambiental para a construção do gasoduto do Projeto Raia, referente ao bloco BM-C-33, envolvendo procedimentos para dar seguimento ao processo e liberação da faixa de servidão do gasoduto Rota 2; e
- iii) as assinaturas das manifestações conjuntas entre o Ministério do Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (MMA) e o MME sobre empreendimentos de O&G, que se encontram pendentes.

**No âmbito normativo e regulatório**, aperfeiçoamentos normativos sobre os seguintes temas:

- i) flexibilização de *royalties* para Regime de Partilha de Produção, com a necessária avaliação no âmbito do CNPE;
- ii) regulamentação do licenciamento ambiental de E&P de reservatórios não convencionais de gás natural e de CO<sub>2</sub>; e
- iii) conclusão da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) existentes e, posterior revisão da Portaria Interministerial nº 198/2012, visando à realização das novas AAAS.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As **Propostas e Ações** delineadas no **Comitê Temático 2 (CT2) – Acesso ao Mercado de Gás Natural**, do **Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE)**, encontram-se colimadas com a experiência internacional (*benchmarking* internacional), especialmente com os estudos, diagnósticos e recomendações sobre o mercado de gás natural brasileiro, realizados pela **Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)**, **Agência Internacional de Energia (IEA)** e **Fundo Monetário Internacional (FMI)**. Igualmente, as Propostas e Ações tiveram como referência as **boas práticas regulatórias internacionais adotadas nos Estados Unidos da América, Reino Unido e a Noruega**, por exemplo.

A adoção do conjunto de **Propostas e Ações** sugerido pelo **CT2** envolve uma **tomada de decisão de política pública importante e estratégica para o país**. Trata-se do **aproveitamento dos recursos energéticos e do desenvolvimento das atividades econômicas da cadeia da indústria do gás natural**, promovendo a **ampliação de sua oferta e consumo em um cenário de transição energética para uma economia de baixo carbono**. 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 tem repercussão, de forma ampla, em diversos setores e cadeias produtivas

da nossa economia, tais como, os setores industriais, da agricultura, da siderurgia, da petroquímica, dos transportes e da mobilidade urbana.

Registra-se que a perda de arrecadação federal em 2023, de cerca de 17,26 bilhões de reais, comparativamente a 2022, em razão da desaceleração de dois setores da economia (siderurgia e petroquímica), ambos intensivos no consumo de gás natural, seria mais do que suficiente para integralmente cobrir os custos com a implantação do gasoduto de escoamento conhecido como Rota 3 e sua unidade de processamento de gás natural associada, tendo ainda uma sobra de R\$ 5 bilhões de reais. E essas infraestruturas têm potencial de disponibilizar 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural ao mercado nacional.

Com a implantação das medidas propostas, **vislumbra-se o alcance** dos seguintes **propósitos**:

#### **No âmbito do setor de petróleo e gás natural (O&G):**

- i) tratamento das infraestruturas do setor de gás natural com características de monopólio natural como modelos de negócios específicos, que permitam a atração de investidores e removam as barreiras à entrada de novos agentes interessados no acesso;
- ii) planejamento integrado e coordenado das infraestruturas do setor de gás natural, de modo que os projetos dos elos de escoamento, processamento e transporte de gás natural sejam otimizados para menor custo sistêmico e maior eficiência operacional;
- iii) formação de carteira de projetos de infraestruturas do setor de gás natural a ser oferecido pela ANP para os investidores interessados, com a outorga de autorização precedida de processo seletivo público;
- iv) remuneração adequada das infraestruturas de gás natural, com regras claras e previsibilidade de demanda de acesso, proporcionando maior segurança jurídica e redução de riscos;
- v) desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás natural, com pluralidade de agentes ofertantes e consumidores, por meio da redução dos custos de transação no acesso às infraestruturas que permitem levar o gás da produção até o ponto de consumo;
- vi) transparência de informações das infraestruturas do setor de gás natural, principalmente para facilitar o acesso de terceiros e dar previsibilidade para os investidores em infraestruturas; a transparência deve ser também para reduzir a assimetria de informações e promover a concorrência no mercado de gás natural, reduzindo ou deixando evidente eventuais subsídios cruzados.

#### **No âmbito da economia nacional:**

- i) contribuir com a aceleração da economia, com o fortalecimento e recuperação do setor produtivo nacional, sendo elemento estratégico à neointustrialização do país em um cenário de transição energética de forma socialmente inclusiva e justa, visando ao desenvolvimento nacional;

- ii) possibilidade de desenvolvimento do setor de fertilizantes com a conexão direta no sistema de transporte, com gás natural podendo ser fornecido pelo mercado por aproximadamente US\$ 7,00 a 8,00/ MM Btu, ou por meio de descontos tarifários nas infraestruturas associadas, inclusive da concessionária do serviço local de gás canalizado ou pela redução do preço do energético pelos próprios produtores/importadores.
- iii) recuperação dos níveis de arrecadação tributária, perdida pela desaceleração dos setores da economia intensivos no consumo de gás natural.
- iv) geração de emprego e renda, a partir da implementação das medidas propostas que dinamizarão o setor de gás natural, com reflexos no setor produtivo nacional.