

O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência

Leandro Faria Fernandes

Prof. Dr. João Paulo Resende

Coletânea de Pós-Graduação

Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação (CDR)

Volume 1



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

MINISTROS

Bruno Dantas (Presidente)

Vital do Rêgo Filho (Vice-Presidente)

Walton Alencar Rodrigues

Benjamin Zymler

Augusto Nardes

Aroldo Cedraz

Vital do Rêgo

Jorge Oliveira

Antonio Anastasia

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Augusto Sherman Cavalcanti

Marcos Bemquerer Costa

Weder de Oliveira

MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

Cristina Machado da Costa e Silva (Procuradora-Geral)

Lucas Furtado (Subprocurador-Geral)

Paulo Soares Bugarin (Subprocurador-Geral)

Marinus Eduardo de Vries Marsico (Procurador)

Júlio Marcelo de Oliveira (Procurador)

Sérgio Ricardo Costa Caribé (Procurador)

Rodrigo Medeiros de Lima (Procurador)



DIRETOR-GERAL

Adriano Cesar Ferreira Amorim

**DIRETORA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS,
PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Flávia Lacerda Franco Melo Oliveira

**CHEFE DO DEPARTAMENTO
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Clémens Soares dos Santos

CONSELHO ACADÊMICO

Maria Camila Ávila Dourado

Tiago Alves de Gouveia Lins e Dutra

Marcelo da Silva Sousa

Rafael Silveira e Silva

Pedro Paulo de Moraes

COORDENADOR ACADÊMICO

Leonardo Lopes Garcia

COORDENADORES PEDAGÓGICOS

Flávio Sposto Pompêo

Georges Marcel de Azeredo Silva

Marta Eliane Silveira da Costa Bissacot

COORDENADORA EXECUTIVA

Maria das Graças da Silva Duarte de Abreu

PROJETO GRÁFICO E CAPA

Núcleo de Comunicação – NCOM/ISC

O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência

Leandro Faria Fernandes

Monografia de conclusão de curso submetida ao Instituto Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da União como requisito parcial para a obtenção do grau de especialista Controle da Desestatização e da Regulação.

Orientador(a):

Prof. Dr. João Paulo Resende

Banca examinadora:

Nome completo dos componentes da banca

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FERNANDES, Leandro Faria. **O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência.** 2022. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Brasília DF.

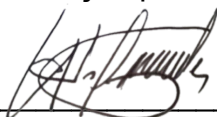
CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO(A) AUTOR(A): Leandro Faria Fernandes

TÍTULO: O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência

GRAU/ANO: Especialista/2022

É concedida ao Instituto Serzedello Corrêa (ISC) permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, o ISC tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.



Leandro Faria Fernandes
fariaf@tcu.gov.br

FICHA CATALOGRÁFICA

Fernandes, Leandro Faria.

O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência / Leandro Faria Fernandes. – Brasília: Tribunal de Contas da União, Instituto Serzedello Corrêa, 2022.

90 f. – (Coletânea de Pós-Graduação. Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação, v. 1)

Orientador: João Paulo Resende.

Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, 2022.

1. Gás natural - regulação. 2. Gás natural - comércio. 3. Gás natural – exploração. 4. Concorrência. 5. Desestatização. I. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). II. Petróleo Brasileiro. III. Título. IV. Série.

O mercado brasileiro de gás natural: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência

Leandro Faria Fernandes

Trabalho de conclusão do curso de pós-graduação *lato sensu* em Controle da Desestatização e da Regulação realizado pelo Instituto Serzedello Corrêa como requisito para a obtenção do título de especialista em Controle da Desestatização e da Regulação.

Brasília, 14 de fevereiro de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. João Paulo Resende
Orientador
Ministério da Economia

Prof. Me. Leonardo Lopes Garcia
Avaliador
Tribunal de Contas da União

Dedico esse trabalho aos meus amores, Cristianne e Lucas, e aos meus inspiradores, José Fernandes e Véra Lucia (*in memoriam*).

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela minha vida, pela minha família e pela oportunidade de participar de mais um desafio acadêmico.

Muitos contribuíram direta ou indiretamente para que eu conseguisse vencer esse desafio, em especial a minha família, que teve privados momentos de convivência, os quais prometo compensar.

Aos companheiros do grupo “João sem braço”, Claudionor Nunes, Diogo Barcelos e Carlos Eduardo Pereira, pela troca de experiências antes, durante e após as aulas.

Aos amigos Mateus Amaral e Cléber Akira, pelas observações sobre o assunto deste trabalho e ao Diretor da 3ª Diretoria da SeinfraPetróleo Carlos Sebastião da Costa, pelo excepcional planejamento, que me permitiram conciliar as atividades profissionais com as tarefas da pós-graduação.

Ao prof. João Paulo Resende, pela orientação do trabalho e pela disponibilidade de compartilhar ideias, o que enriqueceu grandemente o resultado.

Ao prof. Leonardo Garcia, pela gentileza de aceitar o convite para compor a banca de avaliação.

Resumo

Após longo período de predominância da Petrobras em todos os segmentos da cadeia de gás natural brasileiro, o Governo Federal iniciou uma série de ações regulatórias em busca do aumento da concorrência e desenvolvimento de seu mercado. O presente trabalho descreve o funcionamento, as características do mercado nacional de gás natural e as ações governamentais que objetivaram o aumento da concorrência e o conseqüente desenvolvimento do mercado, avalia a aderência dessas ações às melhores práticas de regulação para mercados semelhantes, promovendo, dessa forma, a análise dessas ações, e apresenta os resultados observados até o momento, na forma de uma descrição do cenário de competição no setor e de eventuais impactos no preço do energético, considerado importante fonte de energia e intermediário estratégico ao movimento de transição energética mundial.

Palavras-chave: gás natural – regulação; gás natural – comércio; gás natural – exploração; concorrência; desestatização.

Abstract

After a long period of Petrobras' predominance in all segments of the Brazilian natural gas chain, the Federal Government initiated a series of regulatory actions aimed at increasing competition and developing its market. This work describes the functioning and characteristics of the national natural gas market, as well as the governmental actions that aimed at increasing competition and consequently developing the market. It evaluates the adherence of these actions to best regulatory practices for similar markets, thus promoting an analysis of these actions, and presents the observed results up to the moment, in the form of a description of the competition scenario in the sector and possible impacts on the price of the energy source, considered an important source of energy and strategic intermediary in the global energy transition movement.

Keywords: natural gas – regulation; natural gas – trade; natural gas – exploration; competition; privatization.

Lista de figuras

Figura 1 – A Cadeia do Gás Natural no Brasil.....	22
Figura 2 – O Balanço de Gás Natural no Brasil.....	23
Figura 3 – Infraestrutura de Produção e Movimentação de Gás Natural - 2019	25
Figura 4 – Mapa das distribuidoras	36
Figura 5 – Gás para Crescer – Diretrizes Estratégicas	53
Figura 6 – Movimento da oferta e da demanda de gás natural no Brasil em 2021 ...	71
Figura 7 – Alteração da concentração da produção nacional de gás natural no Brasil desde 2016.....	77

Lista de tabelas

Tabela 1 – Demanda de Gás Natural no Brasil	24
Tabela 2 – Oferta de Gás Natural Importado	28
Tabela 3 – Demanda de gás natural por distribuidora.....	35
Tabela 4 – Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil	69

Lista de gráficos

Gráfico 1 – Concessionárias com maior volume de gás nacional	26
Gráfico 2 – Evolução da malha de transporte de gás natural.....	33
Gráfico 3 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras até 2020	79
Gráfico 4 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras de janeiro de 2021 até julho de 2022.....	80
Gráfico 5 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras de janeiro de 2021 até julho de 2022 comparados ao mercado internacional	81
Gráfico 6 – Histórico de preço consumidor final.....	83

Lista de Quadros

Quadro 1 – Perfil das regulações de distribuição de gás natural nos estados	37
Quadro 2 – Acesso às infraestruturas na Europa.....	44
Quadro 3 – Destaques da Agenda Regulatória ANP 2022/2023.....	60
Quadro 4 – Parâmetros para acesso ao mercado atacadista de gás natural.....	65

Sumário

1.	Introdução	16
2.	Especificação da pesquisa	18
2.1.	Problema e justificativa	18
2.2.	Objetivos	19
2.2.1.	Objetivo geral	19
2.2.2.	Objetivos específicos	19
2.3.	Metodologia	20
3.	As ações regulatórias do Governo Federal no mercado brasileiro de gás natural	21
3.1.	O gás natural	21
3.2.	O mercado brasileiro de gás natural	22
3.2.1.	Importação de gás natural	27
3.2.2.	Exploração e Produção	28
3.2.3.	Escoamento	30
3.2.4.	Processamento	31
3.2.5.	Estocagem	32
3.2.6.	Transporte	33
3.2.7.	Distribuição	34
3.3.	A regulação das indústrias de rede	37
3.3.1.	Monopólio natural	38
3.3.2.	O problema para competição em indústrias de rede	39
3.3.3.	Os desafios da regulação no mercado de gás natural	40
3.3.4.	O acesso às infraestruturas essenciais	41
3.3.5.	A regulação de preços	45
3.4.	As ações regulatórias do Governo Federal no mercado de gás natural	51
3.4.1.	A iniciativa Gás para Crescer	52
3.4.2.	O Programa Novo Mercado de Gás	54
3.4.3.	O Termo de Compromisso de Cessão de Prática (TCC)	55
3.4.4.	Principais alterações da Lei 14.134, de 8 de abril de 2021	57
3.4.5.	Agenda regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	60
3.5.	Análise das ações regulatórias do Governo Federal	62
3.5.1.	O mercado de gás natural antes das ações regulatórias do Governo Federal	63
3.5.2.	As ações iniciais para abertura de desenvolvimento do mercado de gás natural	64
3.5.3.	O TCC assinado entre o CADE e a Petrobras	66
3.5.4.	O novo marco regulatório e o papel da ANP	67
3.5.5.	As alterações observadas no mercado de gás natural	68
3.5.6.	O preço do gás natural	77
4.	Considerações finais	84
5.	Referências	85

1. Introdução

O gás natural é considerado o combustível da indústria e é muito utilizado tanto para geração de energia industrial, quanto como matéria-prima para uma diversidade de segmentos industriais, dentre eles, a produção de alimentos, vidro, plástico, fertilizantes e outros. No mercado de gás natural são reconhecidos diversos atores, dentre os quais destacam-se: produtor; carregador; transportador; processador; e distribuidor. Existe ainda um ator importante reconhecido, o regulador.

Esse mercado começou no Brasil, ainda que modestamente, por volta de 1940 e funcionou entre os anos de 1953 e 1995 sob o regime de monopólio estatal, sendo a Petrobras responsável pela exploração, produção, carregamento, transporte e processamento, enquanto as distribuidoras estaduais mantiveram o monopólio da distribuição e venda de gás a consumidores residenciais e industriais. Eventualmente, os grandes consumidores podiam ser atendidos diretamente pela Petrobras.

Com a Emenda Constitucional 9/1995 (EC 9/95) e a entrada em vigor da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), a Petrobras, legalmente, perdeu o monopólio sobre o setor (BRASIL, 1997), tendo sido inclusive obrigada a criar uma empresa para operar seus gasodutos – a Transpetro, porém, *de facto*, o monopólio da Petrobras se manteve nos elos de produção, escoamento e processamento até o ano de 2009.

Tal situação se deu por diversas razões, de natureza estrutural, normativa, legal, ou mesmo aspectos econômicos. Em março de 2009 as especificidades do setor de gás natural foram tratadas com a publicação da Lei 11.909/09 (BRASIL, 2009), conhecida como Lei do Gás, que detalhou as atividades relacionadas ao transporte, tratamento e processamento de gás natural. Também foram acrescentados tópicos relativos à estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, inclusive promovendo alterações da Lei 9.478/97, a Lei do Petróleo.

Em 2016 foi lançada a iniciativa Gás para Crescer, do Governo Federal, que definiu estratégias para um novo mercado de gás natural, visando à formação de um mercado competitivo para o setor. Dentro dessa iniciativa foi criado o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN) para propor medidas necessárias a uma transição gradual (BRASIL, 2016b). O produto dessa iniciativa foi materializado na Resolução CNPE 10/2016, que trouxe as diretrizes para o desenvolvimento de um novo mercado de gás natural no Brasil.

Em 2019, o Governo Federal lançou o programa Novo Mercado de Gás (NMG), desenvolvido em conjunto pela Casa Civil, Ministério da Economia, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), buscando promover condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do País.

O programa também objetiva a integração do setor de gás com os setores elétricos e a harmonização das regulações estaduais e Federal e remoção de barreiras tributárias. O NMG prevê a quebra efetiva do monopólio da Petrobras no mercado de gás natural e uma melhoria na regulação do transporte e da distribuição, para garantir concorrência e competitividade ao setor (BRASIL, 2019b).

Ainda em 2019, foi criado o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), com o objetivo de monitorar a implementação das medidas do programa. O comitê publicou o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do CMGN, destinado aos estados e ao Distrito Federal.

Grande parte dos esforços de atuação na esfera Federal foram dispendidos a partir da assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) entre o CADE e a Petrobras, ocorrida em 8 de julho de 2019. Caberá destaque na análise do presente trabalho as motivações e questões técnicas desse TCC, uma vez que tal instrumento, originário da esfera de atuação do Conselho, tem por objetivo zelar pela concorrência no mercado de gás natural.

Em outra frente de atuação, o Governo Federal buscou articular com os estados, e oferecer incentivos para estimular os governos estaduais a renunciar ao monopólio da distribuição de gás natural (BRASIL, 2019a).

Em abril de 2021 foi promulgada a Lei 14.134/21 (BRASIL, 2021d), conhecida como o novo marco legal do gás natural no Brasil, em sintonia com as diretrizes do Programa NMG, revogando a Lei 11.909/09.

2. Especificação da pesquisa

2.1. Problema e justificativa

O presente trabalho busca avaliar as iniciativas regulatórias do Governo Federal, sob o ponto de vista da promoção da concorrência, contribuindo para o debate, sem pretender decretar um juízo de valor ao mérito ou à decisão estatal sobre a política pública, mas, sim, em indicar eventuais lacunas teóricas ou práticas ao alcance do objetivo declarado, qual seja, promover a abertura do mercado e o aumento da concorrência no setor de gás natural brasileiro.

Dessa forma, a avaliação tem por objetivo ampliar o debate, acompanhar as ações previamente programadas e seus resultados, noticiando as evoluções ou entraves identificados, eventuais desvios e correções necessárias.

A abertura do setor foi tratada pelo CT-GN em seis reuniões, ocorridas entre janeiro de 2017 e abril de 2018 (BRASIL, 2021a). Posteriormente, a partir de junho de 2019, o CMGN passou a realizar o acompanhamento das medidas de abertura, com relatórios trimestrais, além de relatórios elaborados por dois grupos de trabalho criados no âmbito do comitê.

Em suma, busca-se, nessa pesquisa, a apresentação do panorama geral anterior à tentativa de abertura do mercado, um acompanhamento do andamento dessas iniciativas desde então, e o mapeamento do estado atual do mercado, resultando, assim, na análise do alcance dos objetivos pretendidos, em especial ao aumento da concorrência.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo geral

Avaliar as ações e intervenções regulatórias implementadas pelo Governo Federal em busca do desenvolvimento e possível expansão do mercado de gás natural no Brasil, além do aumento da competição no setor, em comparação com as práticas regulatórias da Teoria Econômica da Regulação, considerando as características e potenciais do mercado nacional.

2.2.2. Objetivos específicos

- 1.** Analisar as características do mercado de gás natural brasileiro: apresentação de sua estrutura; potencial de oferta; destinações possíveis; falhas de mercado que justificam a intervenção regulatória governamental;
- 2.** Discorrer sobre a teoria de regulação de mercados com as características semelhantes às do mercado de gás natural;
- 3.** Identificar as melhores práticas regulatórias disseminadas pela Teoria Econômica da Regulação;
- 4.** Avaliar as ações e intervenções regulatórias implementadas pelo Governo Federal em busca do desenvolvimento e possível expansão do mercado brasileiro de gás natural; e
- 5.** Analisar o alinhamento das ações e intervenções regulatórias, implementadas ou a implementar pelo Governo Federal, para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, com a Teoria Econômica da Regulação.

2.3. Metodologia

A metodologia de pesquisa adotada foi a de pesquisa documental e revisão de literatura, matérias, relatórios e apresentações do setor de gás natural para se chegar a uma visão mais aprofundada do assunto.

Tais referências foram buscadas por palavras-chave, que se tornaram, da mesma forma, critérios para seleção de matérias de leitura e de seleção de dados oficiais sobre o setor, tais como: produção e consumo de gás natural no Brasil; número de produtores; dados de infraestrutura de escoamento, de transporte e distribuição de gás natural; dentre outros.

Foram buscadas as referências teóricas em livros ou manuais de microeconomia para descrição e apresentação das melhores práticas regulatórias, a fim de posicionar o leitor, oferecendo dados para comparação entre a teoria econômica e a prática adotada nas intervenções regulatórias implementadas pelo Governo Federal.

Como parte principal do presente trabalho, foram detalhadas as iniciativas e ações implementadas pelo Governo Federal em busca do desenvolvimento do mercado de gás natural, os resultados esperados, os resultados já alcançados e uma avaliação do alinhamento dessas ações com as apresentadas pela Teoria Econômica da Regulação.

3. As ações regulatórias do Governo Federal no mercado brasileiro de gás natural

3.1. O gás natural

O gás natural é composto por hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão e é composto, principalmente, de metano (CH₄), seguido de etano (C₂H₆) e, em menores proporções, de propano (C₃H₈).

O inciso XXI do art. 3º da Lei 14.134, de abril 2021, conhecido como o novo marco regulatório do mercado de gás, traz a definição:

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

...

XXI - gás natural: todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais;

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o gás natural pode ser classificado como gás associado, quando encontrado na natureza misturado ao petróleo ou em forma de uma capa de gás do reservatório, ou como gás não associado, quando encontrado no reservatório livre do óleo e da água.

Essa diferença se reflete na estratégia de produção. Para o gás associado, o objetivo principal é a produção de óleo e o gás é utilizado como ferramenta para se manter a pressão dos reservatórios e assim aumentar essa produção. Nesse cenário, a produção de gás natural torna-se secundária, ou seja, é produzido e enviado ao mercado apenas o excedente de gás associado, não utilizado com essa finalidade¹. No caso do gás não associado, não há essa situação, sendo os projetos aprovados com base unicamente no benefício econômico advindo da comercialização do gás natural.

Quando se fala de gás natural, há que se considerar que, quando comparado aos demais hidrocarbonetos, ele possui menos emissões poluentes e, por essa razão,

¹ Muitas vezes o gás natural também é queimado nas unidades de produção, procedimento que tem sido cada vez menos utilizado, em busca da redução das emissões de gases de efeito estufa.

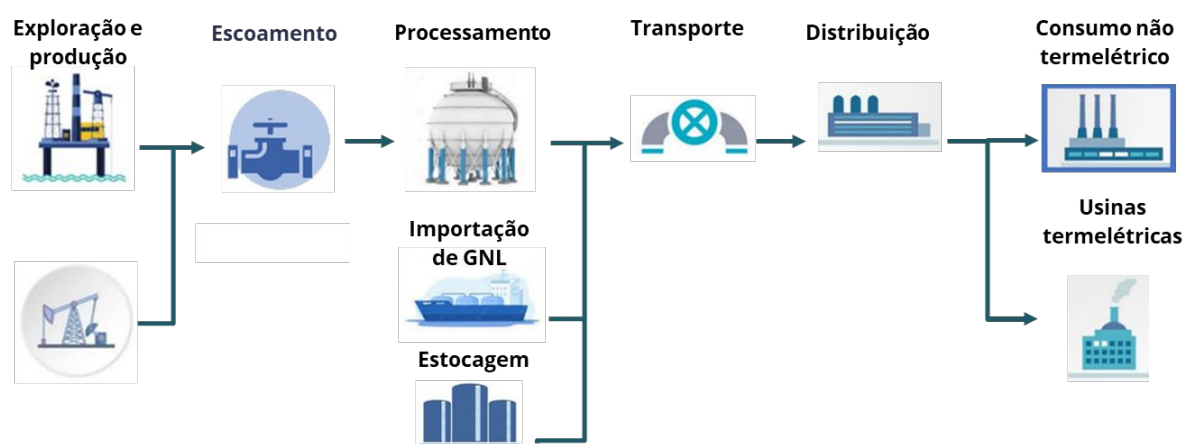
é considerado um combustível mais nobre em termos ambientais (MENDES *et al.*, 2015).

Por essa razão, considera-se que o gás natural assume um papel importante na transição energética e na construção de economias ambientalmente mais limpas, que buscam a redução ou eliminação dos Gases de Efeito Estufa (GEE), o que, popularmente, ficou conhecido como descarbonização das operações (COSTA *et al.*, 2021).

3.2. O mercado brasileiro de gás natural

O mercado de gás natural no Brasil pode ser representado pelos seus principais segmentos, de maneira simplificada, conforme Figura 1 abaixo.

Figura 1 – A Cadeia do Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

O elo referente à exploração e produção contempla as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção do gás natural, associado ou não ao petróleo. O escoamento, por sua vez, é o que trata do deslocamento do gás não processado até as unidades de processamento e esse deslocamento pode ser dar por meio de gasodutos submarinos e terrestres. Na sequência, o gás vai para o processamento para atender às especificações de composição estabelecidas pela ANP e assim permitir o seu transporte e consumo direto por grandes consumidores, que podem ser grandes indústrias, ou mais comumente as usinas termelétricas.

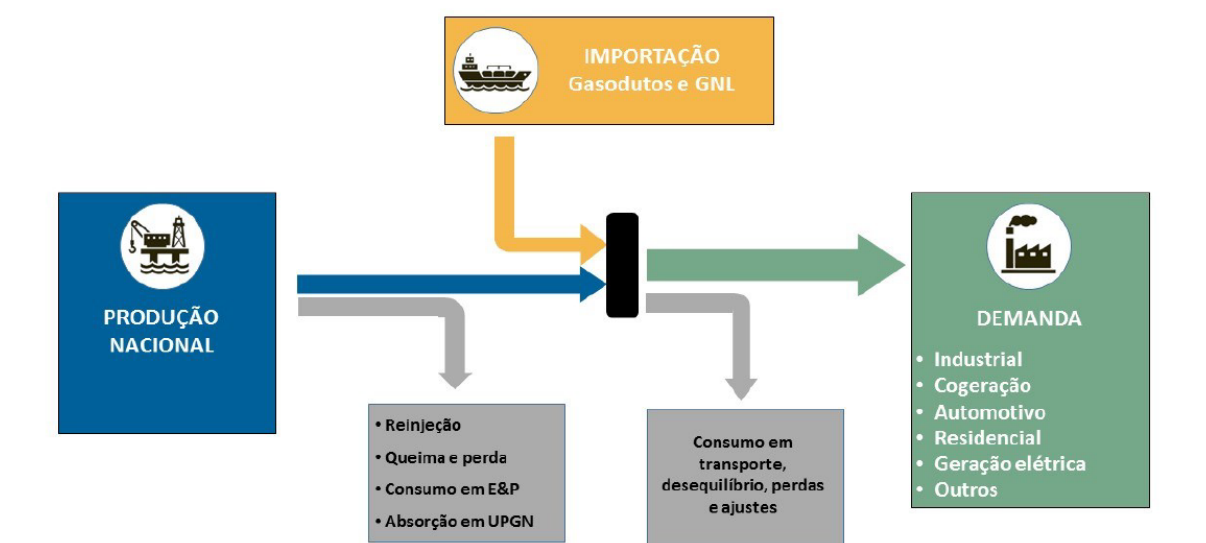
Parte do gás natural consumido no país é suprido por importação da Bolívia, por meio do gasoduto operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG), empresa sob o controle acionário da Petrobras e que está incluída no plano de desinvestimentos da estatal desde 2019, como parte do TCC firmado com o CADE.

Outra parte das importações chegam ao país na forma de Gás Natural Liquefeito (GNL), transportado em navios metaneiros e regaseificados nos terminais GNL disponíveis.

Um elo da cadeia de gás natural ainda não desenvolvido no Brasil é o da Estocagem, definida como o armazenamento de grandes quantidades de gás natural, sob alta pressão, em estruturas geológicas naturais ou artificialmente construídas para essa finalidade.

Os balanços de gás natural no Brasil são representados pelo esquemático apresentado na Figura 2, retirada do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Figura 2 – O Balanço de Gás Natural no Brasil



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (janeiro/2022).

Os dados do supracitado boletim indicam que a produção nacional média em 2021 alcançou a quantidade de 133,75 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia). Grande parte dessa produção foi reinjetada (60,84 MMm³/dia), outros 14,31 MMm³/dia foram consumidos nas unidades de Exploração & Produção (E&P). Houve ainda queima e perda de 3,38 MMm³/dia e 3,73 MMm³/dia absorvidos em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Dessa forma a oferta nacional média em 2021 totalizou 51,49 MMm³/dia.

Para fazer frente a demanda nacional, foram importados, na média em 2021, 19,85 milhões m³/dia da Bolívia, 180 mil m³/dia da Argentina e outros 26,15 milhões m³/dia de (Gás Natural Liquefeito) GNL, levando a oferta total diária média do ano de 2021 no mercado brasileiro para 97,67 milhões m³/dia (BRASIL, 2022c).

Do lado da demanda, foram requisitados em 2021 uma média de 93,54 milhões m³/dia, distribuídos conforme a Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Demanda de Gás Natural no Brasil

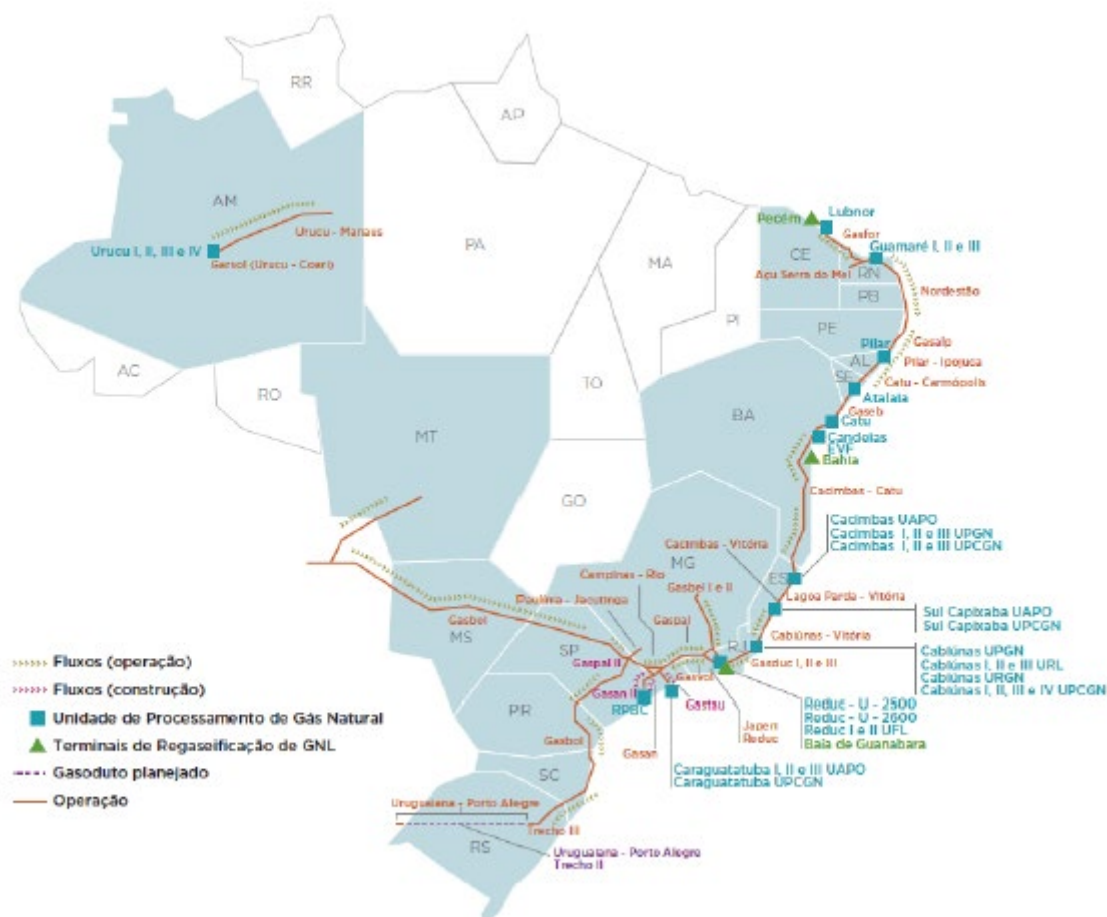
Setor	Demanda (milhões m ³ /dia)
Industrial (Inclui consumo de refinarias, fábricas de fertilizantes e uso do gás como matéria-prima)	40,19
Automotivo	5,94
Residencial	1,42
Comercial	0,78
Geração Elétrica	42,83
Cogeração	2,36
Outros	0,02

Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (janeiro/2022).

Em relação à infraestrutura, o Brasil possui 9.409 km de gasodutos de transporte e 38.620 km de gasodutos de distribuição. O país conta ainda com cinco terminais de regaseificação de GNL, com capacidades de movimentação de gás natural entre 7 e 21 MMm³/dia e 16 UPGN, majoritariamente espalhadas pela costa brasileira (BRASIL, 2021c).

A Figura 3 representa a infraestrutura brasileira de produção e movimentação de gás natural, incluindo as unidades de processamento, gasodutos de transporte (em operação e planejados) e os terminais de regaseificação de GNL (BRASIL, 2021c). A figura constante das informações complementares aos boletins ainda não apresenta os mais recentes terminais de regaseificação, Terminal de Sergipe – Celse e Terminal no Porto de Açu, do Rio de Janeiro.

Figura 3 – Infraestrutura de Produção e Movimentação de Gás Natural - 2019



Fonte: Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural a partir de dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020, ANP (BRASIL, 2021c).

A natureza das atividades da indústria de gás natural admite diferentes níveis de competição em cada elo da cadeia. Há segmentos nos quais é possível introduzir a competição: a exploração, a produção e o processamento podem, em tese, ser realizados por diversos agentes econômicos, ainda que não em um cenário de concorrência perfeita, em função de elevadas barreiras à entrada de natureza comercial e regulatória.

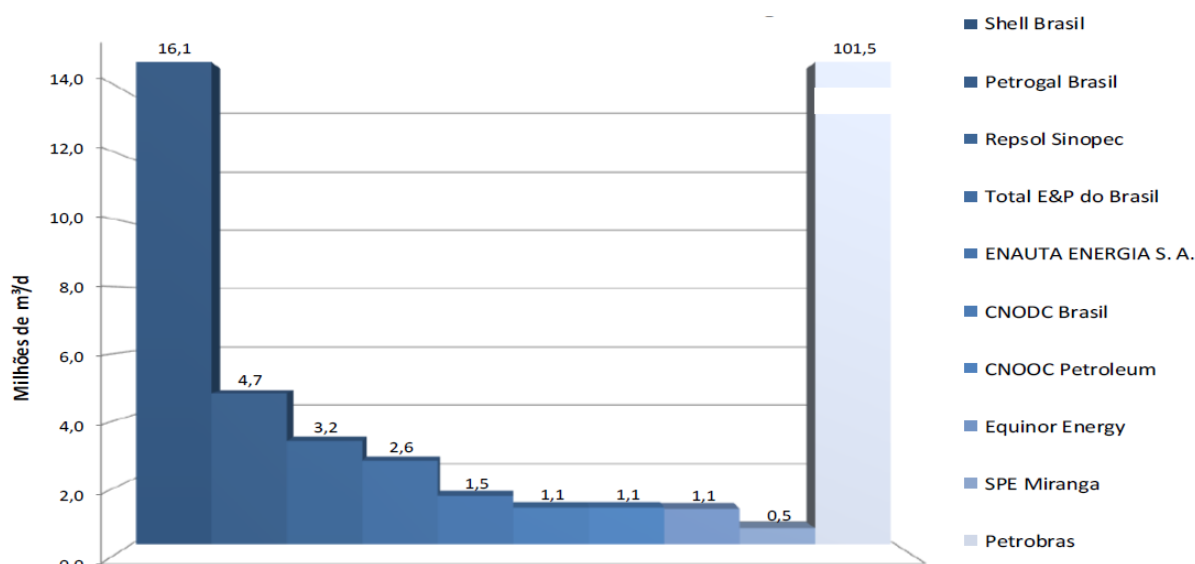
Porém, outros elos necessariamente terão características de monopólio natural, ou seja, em que a alocação eficiente de recursos se dá quando apenas uma única empresa presta o serviço, casos dos segmentos de escoamento, transporte e distribuição. A presença de monopólios naturais é um importante obstáculo à abertura

do mercado, uma vez que tal situação estimula o exercício ou o abuso de poder de mercado, o que, por vez, tende a levar à verticalização das operações.

Ademais, há que se considerar que o mercado ainda apresenta as marcas do período de vigência do monopólio legal, exercido pela Petrobras até o advento da EC 9/95 e da Lei do Petróleo.

Segundo dados do Boletim Mensal de Acompanhamento do MME de janeiro/2022, a Petrobras foi responsável por 74% da produção nacional de gás natural, ou 101,5 milhões m³/dia. Cabe destaque ainda que algo em torno de 97% da produção nacional está concentrada em dez concessionárias. O Gráfico 1 apresenta a produção dessas dez concessionárias, destacando a discrepância do volume produzido pela Petrobras (BRASIL, 2022c).

Gráfico 1 – Concessionárias com maior volume de gás nacional



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (janeiro/2022).

Muito embora já se tenha no Brasil algo em torno de 25% da produção de gás por outras empresas, elas não contam com alternativas viáveis para escoamento e comercialização, dado o domínio da Petrobras sobre os sistemas de escoamento e processamento, restando apenas a alternativa de vender sua produção para a estatal. Ou seja, a Petrobras controla os elos da cadeia que se caracterizam como monopólios naturais, ou quase isso, se tornando o principal, se não único, ofertante de gás natural nacional. No entanto, justamente por se tratar de monopólios naturais, a transferência dessa infraestrutura para outros agentes econômicos, estatais ou privados, por si só, não irá alterar a dinâmica concorrencial. Os elos de escoamento, transporte e distribuição continuarão sendo controlados por um único agente com capacidade de

ditar preços, comprometer a qualidade ou usar seu poder de mercado para se expandir para outros setores, esses, sim, competitivos.

Assim, para garantir algum grau de concorrência nos elos da cadeia que comportam tal estrutura de mercado, a solução se dá pela regulação dos preços, da qualidade e do acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais do mercado, este último tendo sido um tema também tratado no âmbito do TCC assinado entre o CADE e a Petrobras.

3.2.1. Importação de gás natural

Conforme mencionado, a importação de gás natural pelo Brasil pode se dar por gasodutos, cabendo destaque para as importações vindas da Bolívia, por meio de contratos de médio ou longo prazo e, conseqüentemente, a preços mais previsíveis.

Ocorre que, dependendo da demanda, o país necessita de complementar as quantidades importadas com o GNL, que também podem ser de contratos com prazos mais longos, ou ainda no mercado *spot*, esse último, com visível desvantagem em termos de valores cobrados pela molécula.

Até a assinatura do TCC entre a Petrobras e o CADE, a estatal, além de operadora do gasoduto Brasil-Bolívia, era responsável pela totalidade das importações de gás natural no Brasil.

Os dados do Boletim de Acompanhamento de abril de 2022 indicam que as importações atingiram seu ápice em setembro de 2021, com o volume de 59,63 MMm³/dia. Desde então, observa-se uma queda nos volumes, chegando em abril de 2022 a apenas 19,02 MMm³/dia. Tal queda foi observada mais intensamente nos volumes de GNL importados, que saltaram de 39,79 MMm³/dia para apenas 3,19 MMm³/dia no mesmo período. Houve ainda volumes inexpressivos, importados da Argentina (BRASIL, 2022b).

A Tabela 2 apresenta o resumo das informações sobre a importação de gás natural do período de maio de 2021 a abril de 2022, extraídas do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural.

Tabela 2 – Oferta de Gás Natural Importado

Mês/Ano	Bolívia MMm ³ /dia)	GNL (MMm ³ /dia)	Total (MMm ³ /dia) *
maio/2021	19,83	13,66	33,49
junho/2021	20,89	26,08	46,97
julho/2021	19,40	35,10	54,50
agosto/2021	19,96	31,85	51,81
setembro/2021	19,84	39,79	59,63
outubro/2021	20,36	37,70	58,22
novembro/2021	20,51	30,41	50,91
dezembro/2021	17,83	26,56	46,39
janeiro/2022	21,23	20,89	42,12
fevereiro/2022	22,47	13,47	35,93
março/2022	20,87	5,33	26,21
abril/2022	15,83	3,19	19,02

* As diferenças no total se dão por conta dos volumes importados da Argentina

Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (abril/2022).

Parte desse declínio pode ser explicado pelo aumento do aproveitamento da produção nacional, apresentada no tópico seguinte, porém há que se considerar que, mesmo que a produção nacional aumente bastante, o país deve seguir importando gás, considerando que, dessa forma, alianças políticas e governamentais são estabelecidas com os demais países, oportunizando o comércio para outros produtos que o Brasil eventualmente tenha interesse em exportar (DA SILVA; DE ORNELLAS; FERREIRA, 2021).

3.2.2. Exploração e Produção

A produção de gás natural no Brasil encontra-se estabilizada em um patamar em torno dos 135 MMm³/dia, tendo seu pico identificado em julho de 2021, com o valor produzido de 139,18 MMm³/dia. O volume produzido em abril de 2022 atingiu a marca de 136,84 MMm³/dia.

Essa produção é dividida em terra e mar, com predominância para o produzido no mar, que atingiu a marca de 118,35 MMm³/dia. Há ainda a divisão entre gás associado e gás não associado, com predominância do primeiro, com volume em abril de 2022 de 121,61 MMm³/dia (BRASIL, 2022b).

Ocorre que nem todo valor produzido é efetivamente aproveitado no polo consumidor. Isso se dá pelos efeitos da reinjeção de gás natural nos campos de produção, das queimas e perdas, do consumo nas unidades de exploração e produção e da absorção nas UPGN.

O fator de reinjeção merece destaque, uma vez que, historicamente, atinge o percentual em torno de 50% da produção, ademais tal artifício assume diversas facetas que, se não analisadas em conjunto, podem levar a conclusões incorretas.

Nos campos de gás associados, ou seja, aqueles em que o gás é encontrado misturado com o petróleo, a reinjeção, precipuamente, é utilizada como estratégia para aumentar a recuperação de óleo, mantendo a pressão dos reservatórios. Ela também pode ser utilizada por necessidades operacionais, como indisponibilidade de canais de escoamento, ou ainda interesses econômicos, como os que acontecem quando o mercado apresenta baixos preços, sendo guardadas como reservas para futuras transações mais interessantes ao produtor, ou mesmo falta de demanda pelo produto.

Outra questão, eminentemente técnica, diz respeito ao nível de contaminantes associados ao gás natural, principalmente o CO₂. Dependendo das concentrações desses contaminantes, com as tecnologias atualmente disponíveis, o custo das membranas de separação torna inviável o escoamento do gás, restando a solução da reinjeção.

Dessa forma, a análise da reinjeção deve se dar caso a caso e os números gerais não fornecem grandes informações para identificação de possíveis gargalos de infraestrutura ou qualquer outra análise.

Apenas para equalizar as informações do balanço do gás natural no Brasil, apresentamos os números gerais de reinjeção, que em abril de 2022 atingiram 67,62 MMm³/dia.

No mesmo período, o consumo nas unidades de E&P alcançou o patamar de 14,78 MMm³/dia, as absorções nas UPGN 4,09 MMm³/dia e as queimas e perdas 2,76 MMm³/dia.

A oferta nacional no mês de abril de 2022 resultou em 47,60 MMm³/dia, número bastante inferior ao atingido em novembro de 2021, quando alcançou o volume de 57,04 MMm³/dia.

3.2.3. Escoamento

Ainda no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, as estruturas de escoamento foram incluídas no rol das infraestruturas essenciais. O acesso regulado a essas estruturas é importante para viabilizar a entrada de novos ofertantes no mercado. Com frequência, esse acesso é barrado sob argumentação que tal medida resultaria em desincentivo a investimentos em novas estruturas, porém, a negativa do acesso torna o mercado de produção e comercialização virtualmente monopolista, fato que ocorreu por muito tempo com a Petrobras, mesmo após o fim do monopólio legal exercido pela estatal (FGV CERI, 2018).

Os desafios ao escoamento da produção possuem particularidades que dependem de especificidades dos campos de produção. No caso dos campos de gás não associado, os elevados custos de implantação, mesmo em campos terrestres, influenciam a decisão de investimento e dificultam a atuação de empresas de pequeno e médio portes. Em campos *offshore*, o desafio latente se apresenta pelas distâncias envolvidas, especialmente nos campos do pré-sal que atingem mais de 300 km da costa brasileira.

Conforme exposto no tópico anterior, a produção brasileira de gás natural se concentra em campos marítimos, com 86,48% da produção de abril de 2022. Atualmente, os gasodutos de escoamento que se encontram em produção nos campos do pré-sal da Bacia de Santos compreendem as Rotas 1 e 2 e está prevista a entrada do gasoduto da Rota 3.

Somadas, a capacidade de escoamento das três rotas é de 44 MMm³/dia, valor que deve ser insuficiente para os volumes de produção líquida de gás natural estimadas para 2027.

Cabe destaque que, para gasodutos de escoamento, a opção da Lei 11.909/09, primeiro marco legal específico do gás natural, foi a autorização e havia a expressa

indicação, em seu art. 45, de que o acesso a terceiros não seria uma obrigação dos proprietários.

Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Tal situação foi modificada pelo novo marco legal, com a promulgação em 2021 da Lei 14.134/21, que manteve o sistema de autorização para construção e operação dos gasodutos de escoamento, porém, já sob os ares do programa Novo Mercado de Gás, o acesso não discriminatório e negociado passou a ser previsto, ainda que mantida a preferência do proprietário. Tal previsão pode ser observada no art. 28 da nova lei.

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.

§ 5º O acesso de terceiros a terminal de GNL situado em instalação portuária deverá observar as regulações setoriais pertinentes.

3.2.4. Processamento

Segundo dados divulgados nas Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, atualizados em março de

2021, estão disponíveis no Brasil dezesseis Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) que, agregadas, possuem capacidade nominal de processamento de 116,01 MMm³/dia.

A maior unidade fica situada no município de Macaé, no estado do Rio de Janeiro, com capacidade nominal de processamento de 25,16 MMm³/dia.

A mais antiga unidade em operação está instalada no município de Pojuca, no estado da Bahia, com capacidade nominal de 2 MMm³/dia, e sua operação teve início no distante ano de 1962.

Cabe destaque que está prevista a entrada de uma UPGN no município de Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, ponto final do também previsto gasoduto Rota 3, com capacidade de processamento de 21 MMm³/dia.

Essas estruturas, da mesma forma ao ocorrido com os gasodutos de escoamento, foram incluídos no rol das infraestruturas essenciais no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, de forma que o acesso negociado e não discriminatório é uma condição identificada para o sucesso do aumento da concorrência e o desenvolvimento do mercado de gás brasileiro, já no contexto do Programa Novo Mercado de Gás.

3.2.5. Estocagem

A Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) surgiu como alternativa para lidar com o descasamento temporal e espacial da oferta e da demanda. Após a Segunda Guerra Mundial, a ESGN tornou-se uma alternativa para garantir a segurança do suprimento de gás natural, além de assegurar flexibilidade nos momentos de pico de demanda. As experiências internacionais ratificam essas características da ESGN, especialmente onde há sazonalidades climáticas. Em países com climas rigorosos, a estocagem tem sido essencial para a manutenção do fornecimento de gás durante o inverno, momento que o consumo chega a dobrar, quando comparados aos níveis de consumo de períodos mais quentes. As instalações de armazenamento também são usadas associadas aos gasodutos de transporte para manter a flexibilidade operacional e o balanceamento da malha.

Apesar da importância da ESGN para a indústria de gás no Brasil, a atividade ainda se encontra muito incipiente no país, e os estudos para a sua regulamentação foram suspensos desde o lançamento da iniciativa Gás para Crescer, até a

promulgação do novo marco legal do Gás Natural, sendo que o papel de ferramenta de mitigação de riscos de suprimento tem sido feito pelos terminais de GNL, que começaram a operar visando à flexibilidade de oferta e à diminuição da dependência do gás natural boliviano, além de servir de suprimento capaz de atender a volatilidade da demanda termelétrica em épocas de escassez hídrica.

Em um mercado mais aberto, diverso e com maior liquidez, a ESGN poderá ter um papel importante na gestão de risco e na conformação de estruturas e formas de atuação mais flexíveis, robustas e confiáveis (BRASIL, 2018).

3.2.6. Transporte

O país conta com 9.409 km de gasodutos de transporte disponíveis em sua malha. Para se ter uma ideia do potencial de crescimento, destaca-se que a Argentina possui uma malha aproximada de 30.000 km desse tipo de gasoduto.

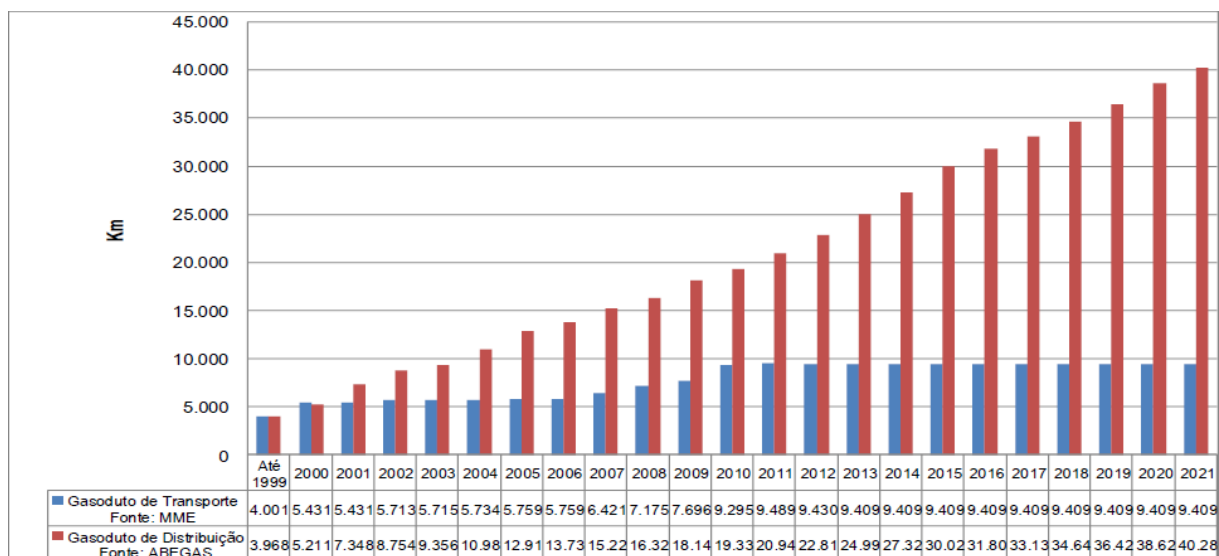
A Lei 11.909/19 estabeleceu a concessão como regime de outorga de gasodutos de transporte no Brasil, alterando o regime previsto pela Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), que era o de autorização. Muito embora, à época, se defendesse que tal medida serviria para proteger os consideráveis investimentos de construção de um gasoduto (FERRARO, 2010).

Em outra face, a mesma lei estabeleceu, entre o art. 32 e art. 35, o direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, sob o regime de tarifas reguladas.

Apesar dessas inserções, a legislação ainda permaneceu com lacunas importantes, carecendo de regulação específica acerca de condições de acesso, como também o estabelecimento de aspectos formais e procedimentais para a correção de não conformidades (FGV CERI, 2018).

Em meio a este cenário, a malha de transporte de gás natural no Brasil permaneceu praticamente inalterada desde o ano de 2011, situação que pode ser atestada pela observação da extensão total de gasodutos de transporte de gás natural no país demonstrada no Gráfico 2.

Gráfico 2 – Evolução da malha de transporte de gás natural



Fonte: Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (BRASIL, 2021c).

3.2.7. Distribuição

A distribuição de gás natural é um dos elos da cadeia que se caracteriza por ser um monopólio natural. Tal atribuição é definida constitucionalmente aos Estados, cabendo a esses entes a exploração e a regulação da atividade, com destaque que, anteriormente à Emenda Constitucional 5/1995, a exploração desse serviço somente poderia se dar diretamente pelos Estados, ou por concessão a Empresa Estatal. Após a referida emenda, a atividade de distribuição passou a ser permitida, por concessão, também às empresas privadas.

Nesse cenário, cada Estado passou a contar com regras próprias para a concessão do serviço de distribuição de gás natural, bem como cada um possui seu ente regulador, de forma que tais decisões afetam os preços cobrados em cada um dos estados e, da mesma forma, os níveis de investimentos durante o período da concessão (MENDES *et al.*, 2015).

De acordo com o Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, a demanda de gás natural nas distribuidoras, em abril de 2022, descontada a demanda do segmento termelétrico, atingiu 42,613 MMm³/dia. A Tabela 3 apresenta essa demanda e uma média desde o ano de 2018, separadas por distribuidora.

Tabela 3 – Demanda de gás natural por distribuidora

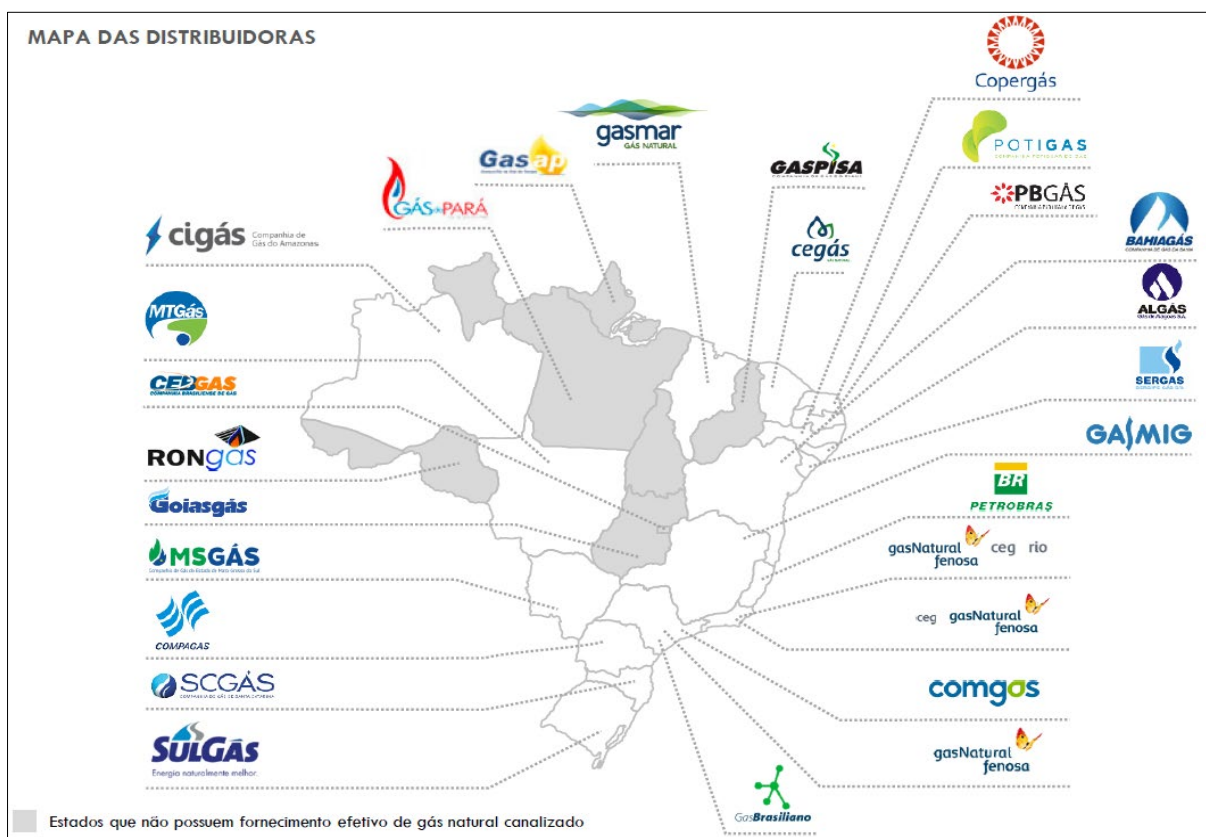
Distribuidora	Abril/2022	Média 2018	Média 2019	Média 2020	Média 2021
Algás (AL)	0,7	0,622	0,54	0,459	0,575
Bahiagás (BA)	5,517	3,801	3,694	3,369	3,583
ES GÁS (ES)	1,709	1,837	1,766	1,308	1,592
Cebgás (DF)	0,008	0,005	0,006	0,004	0,006
Naturgy Ceg (RJ)	4,35	4,458	4,462	3,919	4,288
Naturgy Ceg Rio (RJ)	2,327	2,299	2,43	2,192	2,444
Cegás (CE)	0,573	0,525	0,55	0,474	0,535
Cigás (AM)	0,634	0,109	0,114	0,144	0,174
Comgás (SP)	12,224	12,448	12,363	11,56	13,338
Compagás (PR)	0,97	1,201	1,366	0,881	0,893
Copergás (PE)	2,959	3,011	3,065	3,061	2,91
GasBrasiliiano (SP)	0,842	0,713	0,713	0,632	0,851
Gasmig (MG)	2,624	2,606	2,301	2,199	2,622
Gaspisa (PI)	-	-	-	-	-
Mtgás (MT)	-	-	-	-	-
Msgás (MS)	0,576	0,587	0,92	0,64	0,549
Pbgás (PB)	0,221	0,265	0,238	0,185	0,221
Potigás (RN)	0,262	0,318	0,29	0,205	0,23
Naturgy (SP)	0,904	1,103	1,11	0,841	0,899
Scgás (SC)	2,142	1,929	1,967	1,839	2,201
Sergás (SE)	1,532	0,243	0,327	0,229	1,213
Sulgás (RS)	1,539	2,104	2,214	1,982	1,69
Goiasgás (GO)	-	0,002	-	-	-
Gasmar (MA)	-	-	-	-	-
Total	42,613	40,186	40,436	36,122	40,814

Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (abril/2022).

Como se pode observar, alguns estados não possuem fornecimento efetivo de gás canalizado, porém possuem empresa distribuidora constituída. A Figura 4

apresenta um mapa das distribuidoras de gás natural, elaborado pelo Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV CERI, 2019).

Figura 4 – Mapa das distribuidoras



Fonte: FGV CERI.

Além dessas informações, cabe destaque o variado perfil da regulação estadual, ao qual as distribuidoras estão sujeitas. No modelo atual, os governos estaduais são os concedentes. Quando outorgam, os estados têm a prerrogativa constitucional de decidir previamente o modelo da concessão. Tal modelagem envolve decisões quanto ao grau de exclusividade no atendimento a seus mercados, decidindo, por exemplo, sobre o acesso direto de grandes consumidores ao mercado produtor (FGV CERI, 2019).

O Quadro 1 apresenta os agentes reguladores e a natureza das empresas prestadoras de serviço de distribuição de gás natural em cada estado.

Quadro 1 – Perfil das regulações de distribuição de gás natural nos estados

Entidade responsável pela Regulação Estadual	Natureza do Prestador do Serviço	Estados		
Agência Reguladora	Companhia privada	Rio de Janeiro		São Paulo*
Agência Reguladora	Sociedade de Economia Mista	Alagoas Amazonas Bahia Ceará Distrito Federal Espírito Santo	Goiás Maranhão Mato Grosso** Mato Grosso do Sul Paraíba Paraná	Pernambuco Piauí Rio Grande do Norte Santa Catarina São Paulo* Sergipe
Secretaria de Estado	Sociedade de Economia Mista	Rio Grande do Sul		
Secretaria de Estado	Empresa Pública	Minas Gerais		

* A Comgás (SP) e a Naturgy (GNSPS/SP) são companhias privadas e a GasBrasiliano (SP) é sociedade de economia mista

** A concessionária do Mato Grosso possui mais de 99,9% de seu capital social de posse do Governo Estadual, enquanto o percentual restante se divide entre 12 pessoas físicas.

Fonte: FGV CERJ.

Até a celebração do TCC entre o CADE e a Petrobras, a empresa possuía atuação relevante no segmento de distribuição de gás natural, com participação acionária direta ou indiretamente por meio de sua subsidiária Gaspetro, em 20 das 27 Companhias Distribuidoras Locais e capacidade de nomeação de diretores comerciais nessas empresas, suscitando questões concorrências ao setor.

Como parte do compromisso assinado com o CADE, a estatal se comprometeu a alienar a sua participação acionária indireta das distribuidoras locais, alienando a própria Gaspetro, ou sua participação na Companhia, e, enquanto tal processo não seja concluído, se comprometer com a indicação de conselheiros enquadrados como independentes, tal qual definido nas regras do Novo Mercado.

3.3. A regulação das indústrias de rede

As indústrias de rede são serviços de utilidade pública que requerem uma estrutura fixa para prestar seus serviços. Estão incluídas nesse conceito o gás, a eletricidade, a água, as ferrovias e serviço de telefonia fixa. As redes dessas utilidades

são monopólios naturais clássicos, e por essa razão podem criar oportunidades para a obtenção de rendas consideradas abusivas. Além de fixas, as redes são duráveis e geram rendas persistentes e o capital empregado na rede da concessionária é muito elevado e afundado, então, uma vez criada a estrutura, o equilíbrio da vantagem de barganha muda do investidor para o consumidor.

Ademais, as redes de gás, água, eletricidade e telecomunicações fixas estão muitas vezes diretamente ligadas aos consumidores, dando ao seu proprietário potencialmente grandes poderes de barganha, dado que os consumidores são numerosos, politicamente importantes, e não têm escolha de rede. Essas características geram constantes tensões entre os investidores e os consumidores, que podem justificar a intervenção estatal.

Dentre as possibilidades de intervenção, uma escolha possível é a propriedade e prestação do serviço por ente estatal, que tem o poder de financiar os custos afundados, sem o interesse de obter renda superior à remuneração do capital investido na exploração do serviço.

Outra possibilidade é a de se conciliar a propriedade e exploração privada e o poder político dos consumidores por meio da regulação. Nos dois modos a operação desses serviços públicos se dá sob os termos definidos pelo Estado (NEWBERY, 2000).

3.3.1. Monopólio natural

Segundo os ensinamentos de Hal R. Varian (VARIAN, 1987), observamos que a eficiência de um mercado é sinalizada pela ocorrência de um preço que seja coincidente com o custo marginal de produção, definição dada por Pareto. Em situações de monopólio, o monopolista subverte essa lógica, calibrando a sua produção ao ponto em que a receita marginal se iguala ao seu custo marginal, e não o preço praticado. Dessa forma, a produção do monopolista fica menor e o preço maior, indicando uma ineficiência.

À primeira vista, a regulação pode parecer simples, bastando que o regulador obrigue a entidade regulada a igualar o seu preço ao custo marginal, de forma que a maximização de lucro faça o restante, porém existem situações em que tal ação resulta em prejuízos ao monopolista. Essa situação é conhecida como Monopólio Natural, uma vez que se o monopolista operar no ponto em que o preço se iguala ao

custo marginal, ele alcançaria uma eficiência de produção, mas operaria com prejuízo. E no caso de operar onde o preço se iguala ao custo médio, ele cobrirá seus custos, mas produzirá uma quantidade menor que a eficiente.

Economistas desde Adam Smith argumentaram que a competição não apenas fornece incentivos para as empresas minimizarem os custos de produção, mas também restringe os preços e garante que os consumidores satisfaçam seus desejos pelo menor custo. Esta alegação falha para monopólios naturais, uma vez que, ou eles não enfrentam concorrência efetiva e, portanto, estão sob pouca pressão para cortar custos ou manter os preços baixos ou, se houver a entrada de concorrentes, a duplicação das instalações necessárias à prestação do serviço, aumentam os custos e, conseqüentemente, os preços. De qualquer forma, o mercado não conseguirá satisfazer as necessidades dos consumidores pelo menor custo. (NEWBERY, 2000)

Esse é o tipo de situação que ocorre, em escala regional, nos elos de escoamento, transporte e distribuição da cadeia do gás natural, tornando economicamente inviável a presença de mais de uma empresa na prestação de serviços daquela região.

3.3.2. O problema para competição em indústrias de rede

Muitas indústrias de rede possuem uma estrutura na qual componentes não concorrentes, como os monopólios naturais, são verticalmente integrados com outros elos com potencial competitivo. Exemplos dessas estruturas que podem ser citados são: ferrovias, telecomunicações, eletricidade e o gás natural.

O problema dessas estruturas é que o proprietário das estruturas dos segmentos não competitivos pode ter tanto o incentivo quanto a capacidade de restringir a competição nos elos competitivos, por meio do controle dos termos e condições que ele possa impor ao acesso dos competidores às suas estruturas (OCDE, 2001).

Em 2001, a OCDE publicou um relatório denominado *Restructuring Public Utilities for Competition*, em que apresentava as ferramentas para a proteção e promoção da competição desses setores. Tais ferramentas incluem: i) a regulação do acesso às estruturas não competitivas da cadeia; ii) a separação da propriedade dos elos competitivos e não competitivos; iii) a propriedade compartilhada das estruturas não competitivas; iv) a separação operacional das estruturas não competitivas,

colocando a propriedade e o controle sob uma entidade independente; e v) a separação dos componentes não competitivos em partes menores e recíprocas, contando que o efeito de rede iniba o incentivo para negação de acesso.

Cada uma dessas ferramentas apresenta suas vantagens e desvantagens e, segundo a publicação, devem ser analisadas as condições e fatores concretos dos países e do mercado em que serão aplicadas.

No caso do gás natural, as experiências dos países membros da OCDE envolveram os seguintes tipos de separação:

- a) separação da produção, do transporte e da distribuição;
- b) separação da comercialização, do transporte e da distribuição;
- c) separação da estocagem², do transporte e da distribuição;
- d) separação da distribuição e do transporte; e
- e) separação do transporte e da distribuição da geração de energia elétrica.

3.3.3. Os desafios da regulação no mercado de gás natural

As atividades de produção e exploração de gás natural apresentam uma grande similaridade com as atividades de produção e exploração de petróleo, porém devido ao volume muito superior para a mesma quantidade de energia, o transporte de gás natural apresenta uma série de especificidades, primordialmente, a necessidade de elevados investimentos de capital, as economias de escala envolvidas e o alto grau de inflexibilidade dos ativos de transporte, características que justificam as diferenças existentes nas trajetórias de evolução dos mercados de petróleo e de gás natural.

Em um primeiro momento, a indústria se organizou a partir de monopólios estatais e verticalmente integrados, dado que a propriedade comum dos ativos dos diferentes elos da cadeia do gás natural tende a reduzir os problemas associados à coordenação dos investimentos e à inflexibilidade dos ativos de transporte e distribuição. Contudo, as estruturas verticalizadas concedem às empresas que a operam um grande poder de mercado e reduzem os estímulos ao ganho de eficiência e à redução dos custos (FERRARO, 2010).

Foi o caso brasileiro, com a criação da Petrobras, em 1953, que passou a operar, sob regime monopolista estatal, as atividades de exploração e produção,

² A estocagem de gás natural ainda não é uma realidade do mercado brasileiro, muito embora recentes notícias informem que já há empresas formulando planos de negócios para iniciar projetos nesse setor no Brasil.

refino e distribuição de petróleo e gás natural. Tal regime perdurou por longos anos no país, passando inclusive pelo aval constituinte de 1988, somente sendo alterado pela Emenda Constitucional 9/95 e consolidado pela Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), que flexibilizou o monopólio estatal, dando a possibilidade da contratação de empresas públicas e privadas pela União, para execução de tais serviços (AJAJ, 2007).

Nos anos 80, houve a retomada dos ideais liberais econômicos e os monopólios estatais passaram a dar lugar a empresas privadas verticalmente integradas, tais modificações trouxeram problemas relacionados ao controle do poder de mercado das empresas de utilidades públicas e, por esse motivo, em muitos países, a privatização das indústrias de rede, como a indústria de gás natural, teve a companhia de medidas de mecanismos competitivos (FERRARO, 2010).

Em função das interdependências dos segmentos de rede com os outros elos da cadeia de valor da indústria do gás natural, o processo de liberalização e competição se torna mais complexo.

Dessa forma, o desafio de abertura para o setor passa pela criação de um arcabouço regulatório que seja capaz de estimular a competição nos segmentos de produção, importação e comercialização e ao mesmo tempo garantir os incentivos aos investimentos e a neutralidade nos elos caracterizados pelas estruturas de monopólio natural (NEWBERY, 2000).

O processo de reforma na indústria de gás natural foi caracterizado pela privatização e pela introdução de elementos de competição, dentre os quais destacam-se a desverticalização da cadeia produtiva, a regulação do acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e a definição e separação dos direitos de propriedades dos diferentes serviços e produtos da indústria (FERRARO, 2010).

3.3.4. O acesso às infraestruturas essenciais

Tendo em vista a característica de monopólio regional nos elos de escoamento, transporte e distribuição na cadeia de gás natural e os problemas e desafios apresentados nos tópicos 3.3.2 e 3.3.3, diversos países promoveram mudanças em seus arcabouços legais e de regulação visando a abertura do mercado e o aumento da competição.

Uma parte muito importante dessas alterações foi a adoção de dispositivos que assegurassem o acesso de terceiros às infraestruturas consideradas essenciais. Na indústria do gás natural, são assim consideradas os gasodutos de escoamento, as UPGN, os terminais de GNL e, em alguns casos, os gasodutos de transporte.

Ocorre que a definição de essencialidade de uma infraestrutura depende de uma série de fatores e, dada a crescente quantidade de discussões sobre esse conceito nas negociações de acesso entre empresas concorrentes nas empresas de rede, foi criada a Doutrina de Infraestruturas Essenciais (*Essential Facilities Doctrine* – EFD). Dessa forma, foi formulado um conjunto de regras e pensamentos jurídicos sobre esses temas, para que as regulações antitrustes e de concorrência reconhecessem os casos em que se deveria fazer o uso dessa doutrina (BRASIL, 2020).

A Doutrina de Infraestruturas Essenciais determina que o proprietário de uma infraestrutura desse tipo seja obrigado a providenciar o acesso a um preço razoável, considerando justificativas técnicas e econômicas objetivas. Tal determinação se dá pelo fato que a negação de acesso ou mesmo a permissão, porém com preços injustificáveis, podem representar uma restrição à competição e um abuso do poder de monopólio da empresa dominante.

Considera-se a concepção da Doutrina de Infraestruturas Essenciais subsistente desde a decisão da Suprema Corte dos Estados Unidos no caso “*United States vs. Terminal Railroad Association*”, de 1912 (PITOFSKY; PATTERSON; HOOKS, 2002).

A aplicação da doutrina é considerada uma excepcionalidade e, cabe destaque, sua aplicação não se dá em todos os casos de recusa de negociação de acesso e a formulação varia bastante entre os países que a aplicam, em função da estrutura e maturidade do mercado e o tipo de instalação. Ademais, sua aplicação pode ser empregada tanto quando a empresa dominante decide não cooperar com outra empresa com a qual mantenha relação comercial, quanto nos casos em que não existe relação prévia entre a dominante e um competidor que necessite do acesso para ingressar no mercado (BRASIL, 2020).

Como exemplo dessa variedade de interpretações temos a aplicação da EFD nos Estados Unidos, com características definidas, e em alguns países da União Europeia, onde existem interpretações variadas e não muito claras (BRASIL, 2020; OCDE, 1996).

No caso dos Estados Unidos, a parte interessada deve comprovar a existência de quatro fatores, a saber (OCDE, 1996):

- a) o controle da infraestrutura essencial por um monopolista;
- b) a inabilidade prática ou razoável do competidor para duplicar a infraestrutura essencial;
- c) a negação do uso da infraestrutura a um competidor; e
- d) a viabilidade de fornecer o uso da infraestrutura aos competidores.

Na União Europeia as regras para lidar com empresas em posição dominante estabelecem que qualquer abuso de poder que pudesse afetar o comércio entre os Estados-Membros deveria ser proibido. Tais abusos poderiam consistir em (BRASIL, 2020):

- a) impor direta ou indiretamente preços de compra ou de venda desleais ou outras condições comerciais desleais;
- b) limitar a produção, os mercados ou o desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores;
- c) aplicar condições desiguais a transações equivalentes com outros operadores comerciais, colocando-os assim em desvantagem concorrencial; ou
- d) subordinar a celebração de contratos à aceitação de outras partes de obrigações complementares que, pela sua natureza, ou de acordo com a utilização comercial, não tenham qualquer relação com os objetos desses contratos.

No que se refere à aplicação da doutrina à indústria de gás natural, observa-se, conforme já comentado, que o setor possui características técnicas e econômicas que o caracterizam como indústria de rede e que exige elevados investimentos em ativos fixos, que estão sujeitos às economias de escala e a conformação em monopólio natural em alguns de seus elos. Dessa forma, o acesso a algumas infraestruturas da cadeia tem sido objeto de disputas envolvendo terceiros interessados em ingressar no setor e os agentes dominantes.

O Quadro 2 traz alguns exemplos dos modelos de aplicação da Doutrina de Infraestruturas Essenciais na Europa.

Quadro 2 – Acesso às infraestruturas na Europa

Tipo de Infraestrutura	União Europeia	Reino Unido	Noruega
Gasodutos de escoamento	<p>Acesso negociado ou regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas)</p> <p>Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente.</p>	<p>Acesso negociado</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação do órgão regulador.</p>	<p>Acesso regulado (consulta ao mercado).</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas)</p> <p>Regulação de tarifas. Tarifação por entrada e saída por zonas.</p>
Unidades de processamento de gás natural	<p>Acesso negociado ou regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente.</p>	<p>Acesso negociado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação do órgão regulador.</p>	<p>Acesso regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Regulação de tarifas. Tarifação por entrada e saída por zonas.</p>
Terminais de GNL	Acesso regulado	Acesso regulado	Não se aplica
Infraestruturas novas ou com proposta de modificação	Possibilidade de isenção do acesso por período definido.	Possibilidade de isenção do acesso por período definido.	Possibilidade de isenção do acesso por período definido.

Fonte: Elaboração própria com base da Nota Técnica da EPE (BRASIL, 2020).

Não obstante à consolidação da aplicação da Doutrina de Infraestruturas Essenciais nas indústrias de rede, há que se ressaltar que no caso da indústria de gás natural, nem sempre as regulações que se utilizam da Doutrina de Infraestruturas Essenciais são adotadas no sentido de garantir o acesso irrestrito. Normalmente no

setor, são considerados os tipos de infraestruturas, direitos de preferência dos proprietários, o atendimento de condições técnicas pelos solicitantes e a maturidade da própria infraestrutura.

Existem ainda questões técnicas relacionadas às características do gás natural produzido pelo demandante e as instalações essenciais que ele solicita acesso. Questões como qualidade dos carbonetos, nível de CO₂, nível de contaminantes como o enxofre, dentre outros, afetam os custos das instalações e das operações das infraestruturas, podendo, inclusive a inviabilizar a operação desse tipo de gás ou dificultar o intercâmbio entre as operações do demandante e do proprietário da infraestrutura (BRASIL, 2020).

Com o objetivo de contribuir com a discussão sobre as questões técnicas relacionadas ao acesso às infraestruturas essenciais, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), entidade que congrega os principais atores do setor de petróleo e gás natural no país, lançou dois cadernos de boas práticas de gás natural.

O primeiro, lançado em 2018, denominado Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para Acesso à Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, contendo diretrizes e boas práticas elaboradas para servir de orientação na negociação de acesso a esse tipo de infraestrutura. As diretrizes buscam estabelecer termos e condições para que o proprietário da UPGN viabilize o acesso de terceiros à capacidade disponível em suas unidades de processamento de gás natural, mediante a contratação desse serviço (IBP, 2018).

A segunda publicação, o Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para Acesso à Unidade de Escoamento de Gás Natural, com as diretrizes para viabilizar o acesso de terceiros à capacidade disponível em seus ativos, mediante a contratação de capacidade e as boas práticas da indústria do gás natural, que assegurem a publicidade, a transparência, a diligência e o acesso não discriminatório aos interessados elegíveis (IBP, 2021).

3.3.5. A regulação de preços

Em mercados com as características apresentadas tais quais as do mercado de gás natural, a regulação de acesso de um elo, por si só, não se mostra totalmente eficiente. Se outro elo da cadeia é dominado por um monopolista, sem a regulação de

preços, este agente pode cobrar o valor máximo que conseguir, independentemente se há concorrência estabelecida nos elos a jusante ou a montante.

No Brasil, o histórico da regulamentação do preço do gás natural remonta ao ano de 1994, época de preços controlados pelo Governo Federal, quando da edição de uma portaria do então Departamento Nacional de Combustíveis (DNC). A Portaria DNC 24/94 assim definia a paridade de preços entre o gás natural e o óleo combustível A1:

A relação entre o preço máximo de venda do gás natural da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, de produção nacional, para fins combustíveis, às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado e o preço do óleo combustível - 1A, na base de distribuição primária, corresponderá a 75% (setenta e cinco por cento), considerada a equivalência energética entre esses produtos.

É de se notar que em tal mandamento, não havia a identificação separada da parcela do preço correspondente à molécula de gás da parcela referente ao transporte do gás até os pontos de entrega. Essa regra trouxe estabilidade ao preço do gás, enquanto se manteve o controle dos preços dos óleos combustíveis.

A partir do início de 1999, os preços dos óleos combustíveis passaram a estar vinculados ao mercado internacional. Tal alteração, associada à conjuntura externa do mercado de combustíveis, conduziu a considerável oscilação do preço máximo de venda do gás natural (BRASIL, 2010).

No ano de 2000, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda decidiram pela edição de uma regulamentação específica, a Portaria Interministerial MME/MF 003/00, para os preços do gás natural, baseada em dois objetivos fundamentais: i) a separação do preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, a primeira referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte; e ii) a introdução progressiva do fator distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

As medidas tinham por objetivo a maior transparência à formação de preços, buscavam possibilitar a diferenciação de mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega, além de reduzir os subsídios cruzados entre usuários e incrementar a eficiência na utilização da rede de transporte.

Dessa forma, o preço máximo do gás natural, cobrado das distribuidoras estaduais nos pontos de entrega, era a soma de duas parcelas. A primeira, denominada Parcela Referencial de Transporte (T_{REF}), cuja atribuição de

determinação do valor ficou à cargo da ANP, e a segunda, referente ao preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte (P_{GT}), cujo valor era determinado conjuntamente pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda (BRASIL, 2010).

Contudo, a Portaria Interministerial MME/MF 003/00 e, conseqüentemente, a regulação tarifária, estava prevista para vigorar até o fim do ano de 2001, data na qual a Lei 9.478/97 previa a liberação de preços dos combustíveis, incluindo o gás natural.

A este respeito, em dezembro de 2001, algumas semanas antes da liberação, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução CNPE 06/2001, que propunha a manutenção do controle de preços do gás natural de origem nacional, justificada pela inexistência de pressões concorrenciais que permitissem sua liberação. No entanto, nenhum Projeto de Lei foi enviado pelo MME/MF ao Congresso Nacional tratando do assunto.

Após a liberação de preços, ocorrida no ano de 2002, a formação de preços passou a ser definida exclusivamente pela Petrobras, até então monopolista em diversos elos da cadeia do gás natural.

Em um primeiro momento, a estatal buscou a massificação do uso do gás natural, buscando maximizar a utilização de sua rede de gasodutos, em especial o Gasoduto Bolívia-Brasil, promovendo estímulos para a adoção do gás natural pelo setor industrial e os preços ficaram praticamente inalterados nos anos de 2003 e 2004. Em 2005 foi registrado um pequeno aumento de preços e em 2006 novamente observou-se pequenas variações no preço. Em 2007 a Petrobras decide por iniciar uma recomposição de preços, talvez influenciada pela crença de cativação de um mercado como resultado da política de massificação citada, que levou diversas indústrias a conversão para uso do gás natural, bem como a adequação de veículos automotores.

Em 2008 a Petrobras decide por instituir uma nova política de preços. Nessa nova política de preços houve o abandono da separação explícita entre as parcelas de transporte (T_{REF}) e de produto (P_{GT}), substituindo-as por parcelas denominadas Parcela Fixa e Parcela Variável, sendo que os indicadores de reajustes foram mantidos, tais como eram os da política anterior. Tal alteração pode ser considerada um retrocesso em relação à transparência da formulação de preços do gás natural.

No terceiro trimestre de 2008, observa-se o pico da demanda por gás natural pelos consumidores finais, ao mesmo tempo em que os preços, tanto do gás natural de origem nacional, quanto o importado, atingem seus valores máximos.

Após alcançar esse máximo histórico, observa-se a queda na demanda, influenciada pela crise econômica global, com reflexos na produção industrial. Tal queda foi tão severa que o volume consumido no primeiro trimestre de 2009 recuou ao patamar do primeiro trimestre de 2004, o que representou uma redução de 34% em relação à demanda máxima do terceiro trimestre de 2008 (BRASIL, 2010).

Com a edição da Lei 11.909/09, nota-se a tentativa de se reestabelecer as práticas estabelecidas nas melhores experiências internacionais, observadas nos Estados Unidos e na União Europeia, buscando retomar a transparência na formação de preços do gás natural, retomando a distinção, no preço total do energético, da parcela referente ao transporte da parcela do produto.

As tarifas de transporte de gás natural voltaram a ser estabelecidas pela ANP, conforme depreende-se da leitura do art. 10, do art. 11 e do parágrafo segundo do art. 13 da referida lei.

Art. 10. As concessões de transporte de gás natural contratadas a partir desta Lei deverão identificar os bens e instalações a serem considerados vinculados à sua exploração e terão prazo de duração de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, nas condições estabelecidas no contrato de concessão.

...

Art. 11. Caberá à ANP promover o processo de licitação para concessão da atividade de transporte de gás natural.

...

Art. 13. No processo de licitação, o critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual, na forma da regulamentação e do edital.

...

§ 2º As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.

Tal comando foi mantido no novo marco legal do gás natural, a Lei 14.134/21, conforme a transcrição abaixo:

Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

Parágrafo único. As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.

Todo esse histórico apresentado, apenas no elo de transporte de gás natural, demonstra a importância da regulação de preços para os elos dominados por monopólios, ainda que regionais, presentes na cadeia de valor do mercado de gás natural.

De acordo com a Nota Técnica da ANP sobre a tarifa de transporte dutoviário de gás natural, os métodos utilizados na regulação econômica para o estabelecimento de um sistema tarifário podem ser classificados em dois grandes grupos (BRASIL, 2010).

Os métodos utilizados na regulação econômica, voltados ao estabelecimento de um sistema tarifário, podem ser classificados em dois grandes grupos: “Regulação por Receita Máxima” (“Revenue Cap Regulation”) e “Regulação por Preço-Teto” (“Price Cap Regulation”). O marco regulatório atual da indústria do gás natural no Brasil assemelha-se ao primeiro grupo, no qual está abarcado o conceito de tarifas baseadas nos Custos da Prestação do Serviço (“Cost Based Charges”). Por este método, a autoridade reguladora aprova os investimentos e o transportador obtém um retorno garantido, adequado à atividade de transporte, calculado sobre a base de ativos.

No que se refere a metodologia de tarifação dos serviços de transporte, podem ser observados diversos tipos. As tarifas do tipo postal, as baseadas em distância e das do tipo entrada/saída.

Na tarifa do tipo postal todas as transações ocorridas dentro da rede de transporte pagam a mesma tarifa de transporte, que independe de onde o gás é injetado (ponto de recepção) ou retirado (ponto de entrega). Neste método, a tarifa é calculada para recuperar o custo médio de utilização da malha. As tarifas do tipo postal permitem a repartição dos custos de transporte indistintamente entre os carregadores e, em geral, são aplicáveis em regimes de monopólio legal, como foi no Brasil até a publicação da Lei 9.478/97 ou em mercados ultra maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás já é quase inercial e novos investimentos em expansão da malha de transporte têm importância marginal.

As tarifas baseadas em distância, como o próprio nome diz, são aquelas em que o valor da tarifa é proporcional à distância percorrida pela molécula de gás entre os pontos de recepção e entrega. Neste caso, o indicador de volume por unidade de distância ($m^3.km$) é denominado Momento de Capacidade de transporte, e corresponde ao somatório dos produtos da capacidade disponibilizada em um ponto de entrega (medida em m^3) pela distância a ser percorrida pelo gás entre os pontos de recepção e entrega (em km). Dentro do conceito da tarifação por distância, pode haver ainda a divisão em tarifação ponto a ponto ou por zonas. A tarifação por distância é recomendada na situação de malhas de transporte com predominância de gasodutos longos e unidirecionais, sendo, contudo, de difícil aplicação para sistemas complexos.

No sistema tarifário de entradas e saídas, para cada ponto de recepção (ou grupo de pontos de recepção com características similares) é calculada uma tarifa de entrada que reflete os custos de transporte do gás desde o ponto de recepção até um ponto de equilíbrio do sistema. Analogamente, cada tarifa de saída deve refletir os custos de transporte desde o mesmo ponto de equilíbrio até cada ponto de entrega. Tais tarifas independem do percurso realizado pelo gás dentro do sistema de transporte e, tipicamente, podem ser calculadas segundo duas metodologias: custo marginal de longo prazo ou custo contábil médio.

Um sistema tarifário de entradas e saídas permite a determinação de preços independentes para cada um dos pontos de recepção/entrada e entrega/saída. Deste modo, o carregador paga a tarifa consoante seu ponto de injeção e/ou retirada e o fluxo de gás dentro da malha de transporte é livre, favorecendo a maior concorrência gás-gás entre os distintos agentes envolvidos na comercialização. Outra vantagem deste sistema é sua capacidade de sinalizar congestão em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (BRASIL, 2010).

Cabe destaque que o sistema tarifário vigente no Brasil foi alterado de um modelo similar a tarifação ponto a ponto, que era prevista nas regulamentações da Lei 11.909/09, para a metodologia de entradas e saídas, previstas explicitamente na Lei 14.134/21.

Ademais toda a discussão desenvolvida nesse tópico refere-se apenas ao elo de transporte de gás natural, setor em que há algum histórico de regulação no Brasil, porém as mesmas discussões, obrigatoriamente, deverão ser enfrentadas pelo órgão

regulador para todas as infraestruturas essenciais, pormenorizadas no tópico anterior, dado que o acesso a essas infraestruturas é considerado o principal indutor para o desenvolvimento de um novo mercado de gás natural no país.

3.4. As ações regulatórias do Governo Federal no mercado de gás natural

No Brasil, a indústria de petróleo e gás natural se desenvolveu baseada no monopólio estatal verticalmente integrado operado pela Petrobras. A partir da década de 90, inspirado pelos movimentos reformistas liberais ocorridas a nível mundial, o país optou pela abertura e desverticalização do setor energético brasileiro, com a promulgação da Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo, que permitiu a competição no setor de petróleo e gás natural.

Ocorre que a Lei do Petróleo acabou por tratar o gás natural como um subproduto da atividade de produção de petróleo e, dessa forma, não conseguiu atender às demandas regulatórias necessárias ao novo padrão de concorrência para o setor de gás natural, resultando em uma situação em que, muito embora se tenha quebrado o monopólio jurídico da Petrobras, no setor de gás natural, verificou-se a manutenção de um monopólio *de facto* da empresa.

A partir da identificação dessas limitações no arcabouço regulatório, principalmente na capacidade de atrair novos investimentos privados, notadamente, para o segmento de transporte de gás natural, foi promulgada a Lei 11.909/09, que ficou conhecida com a Lei do Gás.

Essa nova lei definiu uma estrutura regulatória específica para o segmento de *midstream* da indústria de gás natural, buscando cobrir as lacunas deixadas pela Lei do Petróleo, porém não tendo obtido o sucesso desejado na quebra do mencionado monopólio da Petrobras, principalmente causado pela falta de opções de escoamento e transporte do gás natural, aos novos produtores que iniciaram suas operações no setor de petróleo e gás natural após a promulgação da Lei do Petróleo.

Há que se considerar que as grandes reservas do Pré-sal brasileiro foram descobertas sob a égide de um Governo com uma visão nacionalista acerca das riquezas petrolíferas. Dessa forma, os leilões de que se iniciaram em 1999 e eram realizados anualmente, foram suspensos em 2007, somente sendo retomados com a 11ª rodada de licitações de áreas de petróleo e gás do governo brasileiro, ocorrida em maio de 2013.

Toda essa situação contribuiu para o já mencionado pouco avanço no desenvolvimento do mercado de gás natural no país.

Desde 2016, o Governo Federal vem implementando ações, com vistas a desenvolver o mercado de gás natural brasileiro. Esta seção apresenta um resumo dessas ações.

3.4.1. A iniciativa Gás para Crescer

Em 24 de junho de 2016 foi lançada a iniciativa Gás para Crescer, que tinha o objetivo de estudar e elaborar propostas para manter o funcionamento do setor de gás, diante de um cenário de redução da participação da Petrobras que se apresentava, dada a sinalização da estatal de necessidade de redução de seu nível de endividamento e a priorização de investimentos em ativos de maior retorno, mais especificamente, a Exploração e Produção (E&P) dos campos do Pré-sal brasileiro.

De outro lado, havia a perspectiva de aumento da oferta nacional de gás natural, dado a eminente entrada em operação de grandes campos produtores no Pré-sal brasileiro.

No âmbito da iniciativa foram apresentadas as seguintes premissas a serem seguidas, visando o desenvolvimento e incremento do mercado de gás natural (BRASIL, 2021b):

- a) Adoção de boas práticas internacionais;
- b) Atração de investimentos;
- c) Diversidade de agentes;
- d) Maior dinamismo e acesso à informação;
- e) Participação dos agentes do setor;
- f) Promoção da competição na oferta de gás natural; e
- g) Respeito aos contratos.

As atividades foram, majoritariamente, desenvolvidas pelo GT-GN, porém cumpre destacar que tal iniciativa se deu durante o governo de transição, ocorrido após a ruptura política causada pelo processo de *impeachment* da Presidente da República, e talvez por essa razão, não se tenha vislumbrado resultados práticos, dado que, como resultado, a iniciativa apresentou um conjunto de diretrizes

estratégicas, materializadas na Resolução CNPE 10/2016 (BRASIL, 2016c), apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Gás para Crescer – Diretrizes Estratégicas



Fonte: Ministério de Minas e Energia (<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/diretrizes-estrategicas>, acesso em 10 de maio de 2022).

As diretrizes estão listadas no art. 2º da referida Resolução:

Art. 2º São diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil:

I - remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural;

II - realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra;

III - implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural;

IV - estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade;

V- promoção da independência comercial e operacional dos transportadores;

VI - reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição;

VII - implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural - STGN;

VIII - avaliação da implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte;

- IX - aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros;
- X - incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da promoção do desenvolvimento de hub(s) de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor;
- XI - reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural;
- XII - revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico;
- XIII - estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural;
- XIV - promoção do acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento e Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGNs - e Terminais de Regaseificação;
- XV - aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural no Brasil;
- XVI - promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federal, por meio de dispositivos de abrangência nacional, objetivando a adoção das melhores práticas regulatórias;
- XVII - promoção da integração entre os setores de gás natural e energia elétrica, buscando alocação equilibrada de riscos, adequação do modelo de suprimento de gás natural para a geração termelétrica e o planejamento integrado de gás - eletricidade;
- XVIII - aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional, respeitando a livre iniciativa; e
- XIX - promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

As propostas foram incorporadas ao substitutivo do Deputado Marcus Vicente ao Projeto de Lei 6.407/13, que não chegou a ser votado. Não obstante, muitas dessas diretrizes acabaram por ser incorporadas à ação governamental sucessora, o Programa Novo Mercado de Gás que, ao final, acabaram compor as bases do novo marco legal do setor, com a Lei 14.134/21 sendo promulgada.

3.4.2. O Programa Novo Mercado de Gás

Em 2019, já sob a regência de um novo governo, foi lançado o programa Novo Mercado de Gás e instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, por meio da Resolução CNPE 4/2019, para propor e encaminhar ao CNPE medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Ao final dos trabalhos esse comitê acabou por recomendar ao MME, em articulação com Ministério da Economia (ME), ANP, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e CADE, o monitoramento da implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, sendo então criado o CMGN (BRASIL, 2019b). Tais recomendações foram materializadas na Resolução CNPE 16/2019.

A consolidação das premissas, diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás, os princípios da transição para um mercado concorrencial e seus objetivos e todas as recomendações anteriormente divulgadas, tomaram forma na Resolução CNPE 3/2022, que revogou a Resolução CNPE 10/2016, a Resolução CNPE 4/2019 e a Resolução CNPE 16/2019.

Inicialmente o programa procurou implementar as medidas com foco nas normas infralegais e uma estratégia negocial com os Estados, Distrito Federal e agentes dominantes do mercado, porém as alterações no marco legal do setor de gás natural ainda se faziam necessárias para o atingimento do objetivo de construção do chamado “novo mercado”, de tal forma que ainda em 2019 um novo substitutivo foi apresentado pelo Deputado Silas Câmara.

O projeto seguiu a tramitação na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e foi aprovado pelo Plenário sob regime de urgência. O Projeto seguiu ao Senado Federal, onde recebeu emendas e retornou à Câmara Federal, sendo aprovado como a Lei 14.134/21 (Nova Lei do Gás).

3.4.3. O Termo de Compromisso de Cessão de Prática (TCC)

Em paralelo às ações legais e infralegais empenhadas pelo Governo Federal, ocorreu a assinatura do TCC entre o CADE e a Petrobras.

O TCC é um tipo de acordo muito comum em processos administrativos do CADE. Essa é uma modalidade de acordo mais simplificada que exige a cooperação da empresa que celebra o acordo. O TCC adequa-se tanto em situações de cartel, colusão, em que são realizados acordos ilícitos entre concorrentes, quanto em casos de práticas verticais, unilaterais e individuais de empresas.

À época do lançamento do Programa Novo Mercado de Gás, havia no CADE um processo administrativo com vistas a apurar a conduta da Petrobras em alegações de prática de abuso de posição dominante, na forma de oferecimento de descontos discriminatórios em favor da Gás Brasileiro Distribuidora, empresa subsidiária da

Petrobras no setor de distribuição. Havia, ainda, outro Inquérito Administrativo, instaurado a partir de representação impetrada pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) para investigar condutas da Estatal relacionadas ao mercado de gás e outro inquérito administrativo, determinado por Despacho Decisório do Gabinete da Presidência do CADE, para investigar a atuação da Empresa no fornecimento de gás natural ao setor de energia como um todo, que acabou apensado ao primeiro processo³. Além disso, em 2016 a Petrobrás já havia sido condenada, pelos mesmos motivos, no processo administrativo que investigou o fornecimento de gás natural para a planta de GNL do consórcio Gemini, entre a White Martins e a Petrobras (BRASIL, 2019c).

Havia, ainda, conforme relatado anteriormente, a intenção declarada pela Petrobras de reduzir e otimizar sua participação no setor de gás natural, e a participação da estatal, em conjunto com os diversos outros agentes, da iniciativa Gás para Crescer, cujo objetivo foi o de propor medidas par aprimoramento do setor.

O TCC, assinado em junho de 2019, pretendeu consubstanciar os esforços de cooperação da Petrobras com o movimento para abertura do mercado de gás natural no Brasil, por meio do desinvestimento na área de gás natural que a Companhia pretendia realizar, tendo em contrapartida ao encerramento das investigações promovidas pelo órgão de defesa da concorrência.

Basicamente, os compromissos assumidos pela Petrobras estão relacionados ao desinvestimento, por meio de processo de alienação, que atingem as suas participações societárias nas empresas de transporte de gás natural (NTS, TAG e TBG), a participação acionária indireta da Petrobras nas companhias distribuidoras por meio da Gaspetro e o arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos.

Havia, ainda, a previsão de que até a realização completa dos desinvestimentos, no prazo de até seis meses, a Petrobras deveria indicar, nessas empresas, Conselheiros de Administração que se enquadrassem no conceito de conselheiros independentes, de acordo com as regras do Novo Mercado da Bolsa de Valores.

³ Esse processo decorreu da acusação do grupo JBL, detentor da UTE Cuiabá, no estado do MT, de que a Petrobras se recusava a fornecer gás natural a um concorrente, caso que acabou sendo contaminado por acusações de suposta tentativa de corrupção junto ao órgão.

A Petrobras se comprometeu também em indicar nos sistemas de transporte da NTS e da TAG, os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, dentro dos limites de quantidade diária contratada dos contratos de serviço de transporte atuais, eliminando flexibilidades e o congestionamento contratual existentes.

Há ainda outras condutas compromissadas, com destaque ao acesso não discriminatório de terceiros aos sistemas de escoamento e às unidades de processamento de gás natural e de não contratar novos volumes de parceiros ou terceiros a partir da assinatura do compromisso, contribuindo assim com o chamado *Gas Release*⁴.

3.4.4. Principais alterações da Lei 14.134, de 8 de abril de 2021

A promulgação da Lei 14.134/21 trouxe alterações relevantes ao mercado de gás natural brasileiro. O exercício das atividades de importação e exportação passaram a ser autorizados pela ANP e não mais pelo Ministério de Minas e Energia, conforme transcrição de seu art. 19

Art. 19. A 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 importação e exportação de gás natural.

A estocagem, especialmente a subterrânea, em reservatórios, também passou a ser autorizada pela ANP, o que anteriormente necessitaria de concessão, precedida de licitação.

A grande evolução em relação às estruturas de escoamento, processamento e sobre os terminais de GNL, se deu no art. 28 da nova lei, onde está prevista a possibilidade de acesso não discriminatório e negociado por terceiros a essas infraestruturas, com mediação pela ANP em caso de conflitos. Ainda que prevista a preferência do proprietário, nota-se aqui a influência da Doutrina de Infraestruturas Essenciais.

⁴ *Gas Release* é como ficou conhecido o processo que consiste na transferência gradativa de contratos do produto das empresas dominantes às empresas entrantes. Alguns atores do mercado defendem que tal processo deveria se estender aos contratos de compra “na boca do poço” da estatal vigentes, principalmente causados pela falta de opção das outras empresas para escoar os produtos, porém, no âmbito do TCC, ficou acordado apenas a proibição da Petrobras de realizar novos contratos nessa modalidade, para assim incentivar a liberação do acesso às estruturas de escoamento.

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.

No elo de transporte da cadeia de gás natural, a alteração legal visa combater o monopólio e fomentar a concorrência, por meio do chamado *unbundling*, uma vez que o comando legal determinou a atuação do transportador com independência e autonomia em relação a agentes que exerçam as atividades concorrenciais de exploração e produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Dessa forma o art. 5º da Lei, veda a participação societária direta ou indireta de controle ou de coligação dessas empresas com as empresas transportadoras.

Art. 5º O transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural.

§ 1º É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Outra alteração importante no segmento de transporte de gás natural se deu pela alteração do modelo tarifário, que passou a ter o regime de contratação por entradas e saídas de gás natural, previsto no art. 13 na nova lei.

Art. 13. A malha de transporte poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

§ 1º Os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, e a entrada e a saída de gás natural poderão ser contratadas independentemente uma da outra.

Ainda no segmento de transporte, a outorga dos gasodutos passou de concessão para autorização pela agência reguladora, cabendo destaque que as atividades que contemplem a construção ou ampliação de gasodutos deverão ser precedidas de chamada pública, conforme art. 4º do novo marco legal.

Art. 4º A atividade de transporte de gás natural será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações.

§ 1º A ANP regulará a habilitação dos interessados em exercer a atividade de transporte de gás natural e as condições para a autorização e a transferência de titularidade, observados os requisitos técnicos, econômicos, de proteção ambiental e segurança.

§ 2º A outorga de autorização de atividade de transporte que contemple a construção ou ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública, nos termos da regulamentação da ANP.

Cumpre mencionar que a ANP é a responsável pela regulação e fiscalização dos acessos a terceiros aos gasodutos de transporte, cujas tarifas serão aprovadas pela ANP, após consulta pública, conforme depreende-se do art. 9º.

Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

Parágrafo único. As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.

Na questão da comercialização, a nova lei determinou o registro dos contratos de compra e venda na ANP, ressalvada a venda de gás pelas distribuidoras de gás canalizado aos seus consumidores cativos, cuja regulação compete aos estados.

Art. 31. A comercialização de gás natural dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada, nos termos de sua regulação, ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás canalizado aos respectivos consumidores cativos.

Finalmente, na questão concorrencial, a Lei 14.134/21 reservou à ANP a competência para adoção de medidas de estímulo à eficiência e competitividade e de redução da concentração da oferta de gás natural, ouvindo previamente ao CADE.

Art. 33. Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:

I – medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;

II – programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e

III – restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.

§ 2º A ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação das medidas de que trata o § 1º deste artigo.

3.4.5. Agenda regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Com a promulgação do novo marco regulatório do gás natural, diversas competências foram designadas para a ANP. Ademais, resta evidente a necessidade de revisão e até de complementação do arcabouço regulatório do setor para se adequar a esse novo cenário legal e ao desejo de desenvolvimento do mercado demonstrado pelo Governo.

Desde 2019, as agências reguladoras estão obrigadas a elaborar uma Agenda Regulatória, que deve integrar seu plano de gestão anual. Esse instrumento foi previsto na Lei 13.848/09 e visa dar publicidade e transparência às ações regulatórias que a agência pretende realizar a cada biênio e, no caso da ANP, a Agenda Regulatória do biênio 2022-2023, em sua mais recente atualização, tem registradas as ações relacionadas ao tema “Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis” constantes do Quadro 3 (BRASIL, 2022a).

Quadro 3 – Destaques da Agenda Regulatória ANP 2022/2023

Assunto	Descrição da ação	Prazo previsto
Gás Natural Liquefeito	Revisão da Portaria ANP 118/2000 que trata das atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL.	Março/2023
Distribuição de Gás Natural Comprimido	Revisar a Resolução ANP 41/2007 com o intuito de adequá-la à realidade do mercado, sobretudo	Abril/2023

Assunto	Descrição da ação	Prazo previsto
	em relação à definição dos critérios e documentos essenciais para as outorgas de autorizações.	
Interconexão e interoperabilidade	Elaboração de Resolução que regulamenta a interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte.	Dezembro/2022
Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte	Revisão da Resolução ANP 37/2013, que estabelece os critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte.	Julho/2023
Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR) bases x terminais	Elaboração de relatório de AIR para verificar a pertinência de se determinar quais instalações de movimentação e armazenamento deverão ser autorizadas pela ANP em portos públicos.	Abril/2024
Autonomia e Independência no Transporte de Gás Natural	Elaboração de ato normativo que regulamenta os critérios de autonomia e de independência dos transportadores no mercado de gás natural.	Maior/2023
Comercialização e Carregamento de Gás Natural	Revisar as resoluções existentes, buscando uma unificação da RANP 52/2011 e da RANP 51/2013, com a finalidade de adequar as normas às novas disposições contidas no Decreto 7.382/2010, com alterações de 2018.	Dezembro/2023
Tarifas de Transporte de Gás Natural	Revisão da Resolução ANP 15/2014, que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte de gás natural. Ademais, essa resolução também tratará dos mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados.	Outubro/2023
Códigos Comuns de Acesso	Elaboração de ato normativo que estabelece as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso ao sistema de transporte de gás natural pelos diferentes agentes econômicos envolvidos.	Setembro/2024
Serviço de Transporte	Revisão da Resolução ANP	Novembro/2024

Assunto	Descrição da ação	Prazo previsto
de Gás Natural	11/2016 que regulamenta a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural	
Revisão da Portaria ANP 251/2000	Realizar a revisão da Portaria ANP 251/2000, para estabelecer critérios para o uso, por terceiros interessados, dos terminais aquaviários, existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis.	Julho/2022
Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural	Elaboração de ato normativo que regulamenta o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural.	Outubro/2023

Fonte: Elaboração própria com base na 1ª atualização da Agenda Regulatória ANP 2022-2023.

Tais ações representam algo em torno de 20% das ações previstas na Agenda Regulatória da ANP e há preocupação no setor sobre a capacidade da agência em atender a essas demandas, dado que algumas ações já estavam previstas no biênio anterior e veem sofrendo prorrogações de prazo.

3.5. Análise das ações regulatórias do Governo Federal

A tentativa de fomentar a participação privada e a concorrência no mercado de gás natural no Brasil remonta aos anos 90. Desde a Emenda Constitucional 9, de 1995, que flexibilizou o monopólio estatal para a exploração e produção de petróleo e gás natural, passando pela Lei 9.478/1997, a Lei do Petróleo, chegando até a Lei 11.909/09, que ficou conhecida com a Lei do Gás, e que detalhou algumas especificidades do mercado de gás natural.

Passado todo esse período, em que se pese o hiato de leilões de concessão, ocorrido para que o Governo repensasse como se dariam as ofertas dos campos após

as descobertas dos enormes reservatórios no Pré-sal, o mercado de gás natural pouco evoluiu, além do que já havia se desenvolvido, lastreado pelas decisões de investimento da Petrobras, que até esse processo de abertura se iniciar, operava em regime de monopólio legal.

Tal situação pode melhor ser vislumbrada analisando-se os dados do Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de junho de 2016, mês de lançamento da Iniciativa Gás para Crescer.

3.5.1. O mercado de gás natural antes das ações regulatórias do Governo Federal

Na época do lançamento da iniciativa Gás para Crescer, em junho de 2016, a demanda total de gás natural estava em 78,3 MMm³/dia e, mesmo com uma produção nacional atingindo seu recorde histórico de 103,5 MMm³/dia, a oferta nacional permanecia estável, com a marca de apenas 50,7 MMm³/dia, dado os altos índices de reinjeção (31,9 MMm³/dia) e de queima e perda de gás natural, que alcançaram a marca de 3,53 MMm³/dia. Os 16,7 MMm³/dia restantes representam o gás consumido nas unidades de E&P e o absorvido nas UPGN.

Outro ponto de destaque do mencionado boletim é o que mostra a concentração do mercado produtor. Nessa época, os dez maiores produtores de gás natural respondiam por 99,5% da produção nacional, sendo a Petrobras sozinha responsável 80,1% dessa produção (BRASIL, 2016a).

A produção nacional média para os primeiros seis meses do ano de 2016 foi de 97,93 MMm³/dia e a oferta nacional média foi de 48,47 MMm³/dia no mesmo ano. As importações médias de gás natural alcançaram a marca de 35,64 MMm³/dia, majoritariamente vindas da Bolívia (29,47 MMm³/dia), sendo complementadas por 6,17 MMm³/dia advindas de regaseificação de GNL. Dessa forma houve uma oferta total média de 84,11 MMm³/dia no ano de 2016 no Brasil (BRASIL, 2016a).

O consumo nos gasodutos, desequilíbrios, perdas e ajustes médios foram de 4,36 MMm³/dia e a demanda total média do país atingiu a marca de 79,75 MMm³/dia. Dessa demanda, o setor industrial foi responsável por mais da metade, uma vez que demandou em média 40,87 MMm³/dia, seguido da geração elétrica, que necessitou de 29,24 MMm³/dia em média em 2016 e do consumo automotivo, que demandou 4,83 MMm³/dia, também na média dos primeiros seis meses de 2016. A cogeração

representou uma demanda média de 2,38 MMm³/dia e os demais consumidores, representados pelos segmentos comercial, residencial e outros, que incluem o GNC, necessitaram de 2,44 MMm³/dia (BRASIL, 2016a).

3.5.2. As ações iniciais para abertura de desenvolvimento do mercado de gás natural

Uma crítica muito comum que é feita às iniciativas e programas governamentais se dá pela falta de resultados práticos dessas ações, e a sensação de que cada governo de ocasião altera os nomes dos programas, sem se preocupar com as métricas e resultados, ou mesmo se tais ações efetivamente produzem bem-estar à população.

Outro ponto que se pode apontar está relacionado à coincidência do mês de lançamento da iniciativa Gás para Crescer com o recorde histórico de produção nacional de gás natural, denotando a falta de planejamento do Governo, que precisou se deparar com essa grande produção para então iniciar as tratativas e discussões para melhor aproveitamento dessa riqueza natural.

Não obstante a essa reflexão, pode-se assumir que a Iniciativa Gás para Crescer, materializada no conjunto de diretrizes estratégicas constantes da Resolução CNPE 10/2016, tenha sido a semente para a alteração legislativa do setor de gás natural e que o Programa Novo Mercado de Gás sedimentou tais diretrizes que acabaram por ser levadas ao novo Marco Legal, estabelecido com a sanção da Lei 14.134/21.

A grande crítica que se sustenta desde essas ações iniciais é que elas não endereçam, de forma direta, o problema do monopólio estadual do segmento de Distribuição de gás natural. A previsão de incentivo aos estados e Distrito Federal se resumiu à edição do Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) mas que, por não adentrar na questão de a determinação constitucional de titularidade do serviço ser estadual e não federal, não se preocupa em avaliar as reais condições e estruturas regulatórias dos diversos órgãos estaduais que ficam a cargo de tal regulação.

Para se ter uma ideia do impacto da regulação estadual no mercado, podemos citar um relatório da FGV CERI, de 2019, que indica os parâmetros definidos por alguns estados para o acesso do consumidor livre. Nota-se uma disparidade no

volume mínimo de gás natural requerido para que o consumidor se enquadre nessa categoria, sendo exigidos valores desde 10 mil m³/dia, até 1 MMm³/dia, como é o caso da exigência do estado do Mato Grosso (FGV CERI, 2019).

O Quadro 4 apresenta os valores requeridos e um comentário sobre os custos de comercialização, indicando a variedade de decisões a esse respeito.

Quadro 4 – Parâmetros para acesso ao mercado atacadista de gás natural

Estados	Consumo livre mínimo requerido m ³ /dia)	Separação dos custos de comercialização
SP	10.000	Discrimina custos de comercialização
RJ	10.000	Custo de comercialização provisoriamente definido em 1,9% da margem aplicada a autoprodutores (AP), auto-importadores (AI) e CL. Custo de comercialização de agentes livres com dutos dedicados e exclusivos serão posteriormente calculados. Segmento térmico tem fator de redução de 22,5% em sua margem de distribuição ou direito ao pagamento de tarifa específica.
ES	35.000	Não exclui custos de comercialização
MA	500.000	Não exclui custos de comercialização
AM	500.000 para indústria	Não exclui custos de comercialização
MG	10.000	Discrimina custos de comercialização
MS	150.000 para indústria 500.000 para térmicas 1.000.000 para matéria-prima	Não exclui custos de comercialização
PE	500.000	Discrimina custos de comercialização
SE	80.000	Discrimina custos de comercialização
PR	500.000 para térmicas 100.000 para demais segmentos	A regulamentar pela Agepar
MT	1.000.000	Não exclui custos de

		comercialização
SC	10.000 (em discussão)	Discrimina custos de comercialização (em discussão)

Fonte: Elaboração própria com base do estudo da FGV CERI.

O estudo da FGV CERI sugere que uma análise que considere a combinação dos efeitos amplos, considerando companhias de distribuição de gás, usuários e governos, revela que há potencial expressivo para alavancar o desenvolvimento de uma região facultando o acesso de grandes consumidores ao mercado de gás, sendo que o efeito final para os estados pode ser positivo, com aumento de arrecadação em consequência do estímulo local à atividade econômica (FGV CERI, 2019).

Do lado de estímulo à demanda de gás natural também não se observa resultados expressivos, uma vez que a aposta do aumento de consumo de gás pelas termelétricas foi frustrada, dado que a produção das hidroelétricas foi suficiente para abastecer o mercado consumidor de energia. Ademais, o consumo industrial foi bastante impactado pela recessão, em escala mundial, provocada pela pandemia de Covid-19.

Alguns atores do mercado defendem o despacho das termelétricas a GN na base, porém tal ação, além de tornar a energia elétrica mais cara, afetaria a questão do compromisso brasileiro com as metas de redução das emissões de carbono, mesmo se considerando a energia gerada a gás natural ser menos emissora do que as geradas a carvão e óleo diesel, elas ainda são maiores do que as hidroelétricas.

3.5.3. O TCC assinado entre o CADE e a Petrobras

O TCC teve uma origem não usual, dado que os processos, ainda em fase inicial, foram apresentados como os motivadores para as propostas de alterações estruturais no setor, como obrigação de desinvestir em elos da cadeia, algo que, historicamente, o CADE utiliza com muita parcimônia. Ademais, a Petrobras, como empresa participante das discussões com o Governo desde a iniciativa Gás para Crescer, e em comunicados ao mercado, já havia sinalizado a intenção de realizar uma gestão ativa de seu portfólio, desinvestindo de ativos relacionados ao setor de gás natural, com o objetivo de equalizar a dívida da companhia e de focar seus investimentos em Exploração & Produção, principalmente nos seus campos do Pré-sal.

Na assinatura desse termo, também não se endereçou adequadamente a questão da Distribuição, uma vez que o compromisso da Petrobras de alienar a sua participação das distribuidoras estaduais de gás poderia ter sido acompanhado do desmembramento da Gaspetro, acompanhado de proibição de negociar mais de um bloco com o mesmo agente ou grupo econômico comprador, reduzindo a concentração do mercado, tal como se tentou fazer com as refinarias de petróleo. Essa tese era defendida e recomendada pela ANP durante a negociação do acordo, porém não foi incluída no compromisso assinado.

Dessa forma, a Petrobras acabou por vender a sua participação na Gaspetro, tendo como adquirente a empresa Compass, a maior empresa de gás canalizado do país. Tal negociação apenas transferiu o monopólio da Petrobras para esse grupo privado, o que, na prática, não altera, podendo até piorar a situação dos consumidores cativos, que só podem se socorrer da precária regulação estadual para se defender de eventuais abusos deste, agora privado, ator dominante neste elo da cadeia. O argumento foi que tal aquisição seria apreciada pelo CADE, no momento da análise Ato de Concentração, quanto aos impactos à defesa da concorrência (EPBR, 2021).

A negociação acabou sendo aprovada pelo CADE em junho de 2022, sem restrições. Embora houvesse um voto divergente que tornava obrigatória a venda, em até três anos, de doze das dezoito distribuidoras estaduais que compõem a Gaspetro, o relator considerou a intenção já anunciada pela empresa, como suficiente, tese seguida por outros três conselheiros (EPBR, 2022a).

3.5.4. O novo marco regulatório e o papel da ANP

A Lei 14.134/21 consolidou as diretrizes do Programa Novo Mercado de Gás e destacou diversas atribuições regulatórias à ANP, porém, tais ações do Governo Federal não foram acompanhadas de reforço na estrutura da agência reguladora, de forma que há a preocupação com o prazo de implementação das ações regulatórias previstas em sua Agenda Regulatória.

Os longos prazos desestimulam novos investimentos no ambiente de incertezas, ou, na melhor das hipóteses, tornam os investimentos mais caros, para arcar com os maiores riscos.

O novo marco legal define limites mais claros entre as esferas de transporte, distribuição e comercialização e reforça as competências da ANP para regular a

comercialização dos mercados atacadista e varejista. Por outro lado, nela mantem-se reconhecida a autonomia dos estados para determinar limites mínimos de exigências para se considerar um consumidor livre, o que pode limitar o alcance da alteração legal, considerando o objetivo de aumentar a demanda e, assim, incentivar o desenvolvimento e a competitividade do mercado de gás natural.

Um exemplo de problemas advindos da falta de regulamentação que se pode citar é a questão do transporte de GNL e GNC por outros modais, que, muito embora clarificado na lei, gera controvérsia entre as empresas, que acreditam ser o caso de regulação por parte da ANP, e os estados, que preferem enxergar ser uma forma de comercialização do produto e, dessa forma, devem obedecer à regulação estadual.

A possível solução que se vislumbra dependeria de Proposta de Emenda à Constituição, para que, a exemplo do que ocorre com a Distribuição de energia elétrica, a Distribuição de gás natural passasse a ser regulada pela agência reguladora federal, a ANP.

De toda forma, há que se considerar a estrutura funcional da ANP, ou, melhor dizendo, a falta de estrutura, para que a agência desenvolva a regulação do setor de gás natural, alcançando assim os objetivos definidos pelo Governo em suas políticas públicas relacionadas ao setor.

3.5.5. As alterações observadas no mercado de gás natural

Os esforços do Governo Federal em promover a abertura e ou aumento da competitividade no mercado de gás natural foram motivados pela perspectiva de aumento da produção nacional, proporcionada pela entrada em operação de novos campos do Pré-sal brasileiro.

Como se viu, o mês de lançamento da iniciativa Gás para Crescer foi marcado pelo recorde de produção nacional de gás natural. De fato, quando se compara a média da produção nacional de gás natural até junho de 2016, mês de lançamento da iniciativa, com a média do final desse mesmo ano, nota-se um salto de 97,93 MMm³/dia para 103,80 MMm³/dia. Esses números médios são crescentes até hoje, momento em que alcançam a marca de 134,60 MMm³/dia de média de janeiro a julho de 2022 (BRASIL, 2022d).

Não se pode afirmar a ocorrência do mesmo efeito, quando se compara a oferta nacional no mesmo período, dado que os números oscilam muito pouco e ficam no entorno dos 50 MMm³/dia.

Parte da explicação para essa situação se encontra na análise do lado da demanda, já que a diretriz de maior integração do gás natural com a geração de energia elétrica ainda não foi totalmente equacionada, colocando tanto essa demanda, quanto a demanda industrial, dependentes de uma reação econômica do país, traduzida em aumento real do PIB nacional.

Essa indefinição e a falta de projetos de estocagem acabam por provocar que, eventuais aumentos de demanda gás natural tenham que ser supridos por importações de GNL no mercado *spot*, muito mais suscetíveis às oscilações do mercado internacional, a exemplo das ocorridas como consequência da guerra entre a Rússia e a Ucrânia, afetando o custo final da geração de energia no país.

A Tabela 4 apresenta a evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil, constantes dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de dezembro/2020 e de julho/2022.

Tabela 4 – Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil

	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	Média 2020	Média 2021	Média 2022*
	MMm ³ /dia						
Produção Nacional	103,80	109,86	111,94	122,43	127,45	133,75	134,60
Oferta Nacional	52,40	60,46	55,09	56,53	50,51	51,49	46,35
Importação Bolívia	28,33	24,33	22,11	18,67	17,88	19,85	17,99
Regaseificação de GNL	3,81	5,05	6,92	8,28	8,38	26,15	9,23
Oferta Importada	32,13	29,37	29,03	26,95	26,26	46,18	27,21
Oferta Total	84,54	89,83	84,12	83,48	76,77	97,67	73,56
Demanda Industrial**	40,82	40,77	39,75	36,97	36,05	40,19	39,81

	Média 2016	Média 2017	Média 2018	Média 2019	Média 2020	Média 2021	Média 2022*
Demanda para Geração Elétrica	29,59	34,25	27,69	29,03	26,08	42,83	17,67
Demanda Total	80,26	85,56	78,85	77,93	72,08	93,54	61,46

* até julho de 2022

** Inclui consumo de refinarias, fábricas de fertilizantes e uso do gás como matéria-prima

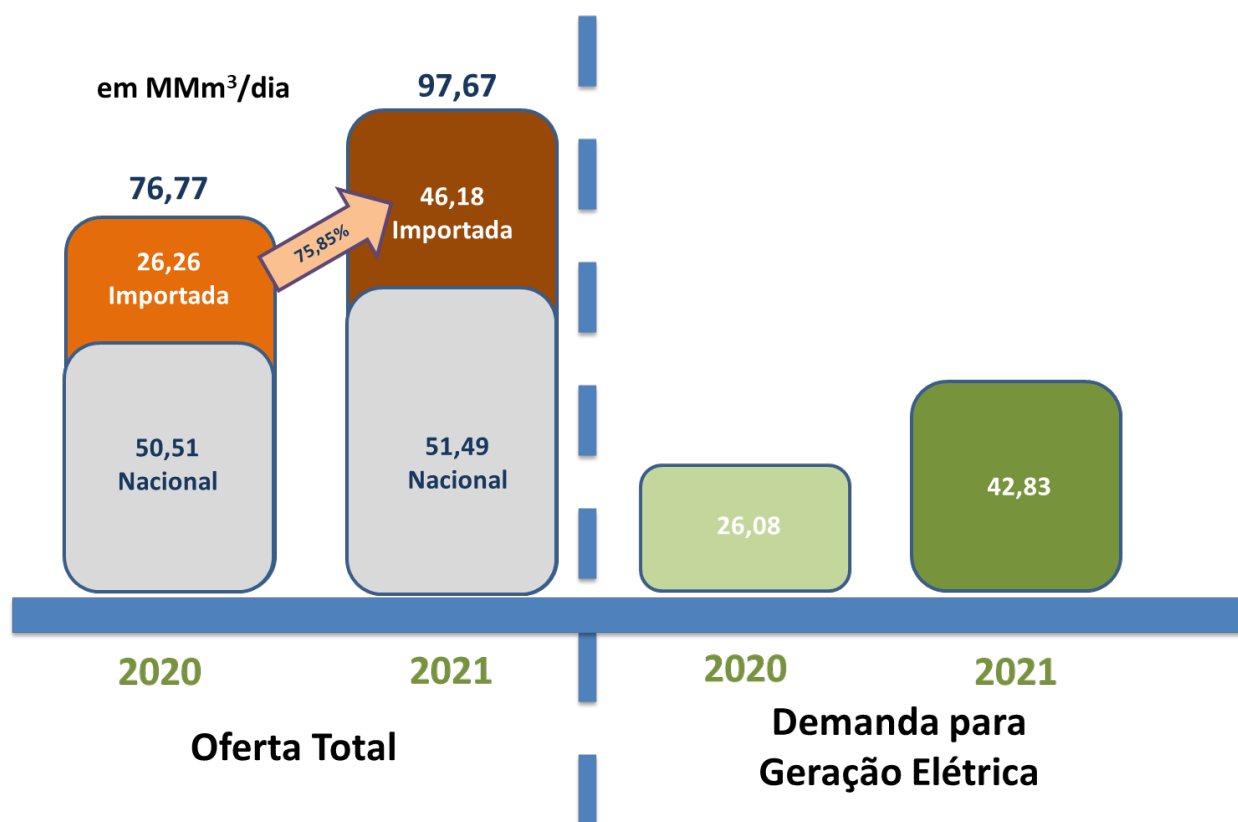
Fonte: Elaboração própria com base nas informações dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (dezembro/2020 e julho/2022).

Analisando os números apresentados na tabela acima, observa-se o comportamento quase linear dos números. O destaque fica para o ano de 2021, ano em que houve uma alteração na demanda para geração de energia elétrica, tal situação foi provocada pela escassez de chuvas e a consequente diminuição da geração pelas hidrelétricas, o que, por sua vez, gerou um aumento do despacho das termelétricas a gás.

Como a demanda para geração de energia elétrica não pode ser considerada uma demanda firme, as estruturas não são preparadas para atender a essa alteração, informação que pode ser validada quando se observa que a Oferta Nacional, mesmo nesse cenário de aumento da demanda, teve alteração mínima, de menos de 1 M³/dia, restando então a opção de suprimento pelo GNL importado, majoritariamente, passando pelos terminais de regaseificação.

A Figura 6 apresenta, esquematicamente, esse movimento de demanda e oferta ocorrido em 2021.

Figura 6 – Movimento da oferta e da demanda de gás natural no Brasil em 2021



Fonte: Elaboração própria, com base nas informações dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (dezembro/2020 e julho/2022).

Esse exemplo do ano de 2021 demonstra que, atualmente, a demanda de gás natural não possui âncoras firmes para o seu crescimento, ficando à mercê de eventos climáticos. A falta de previsibilidade gera incertezas para os investimentos de novos fornecedores de oferta estável, que necessitam de vultuosos investimentos em infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e distribuição de gás.

O país vive o dilema de saber se não há mercado por falta de infraestrutura ou se, ao contrário, não há infraestrutura por não haver mercado. Essa situação também não foi endereçada pela política pública nacional para o gás natural, dado que a única aposta para aumento da demanda foi a maior harmonização entre o mercado de gás e a geração de energia elétrica, mas que, conforme já comentado, tem sua viabilidade tanto econômica quanto ambiental atreladas diretamente, no longo prazo, ao imprevisível regime de chuvas nas regiões das hidrelétricas brasileiras.

Em que se pese essas considerações, algumas alterações no mercado de gás natural já surgiram. Um exemplo dessas alterações é o que está relacionado ao acesso às infraestruturas essenciais.

Em cumprimento aos compromissos assumidos com o CADE e à determinação prevista no novo marco legal do setor de gás natural, a Lei 14.134/21, a Petrobras disponibilizou um ambiente virtual com informações para que as empresas produtoras de gás natural interessadas possam acessar seus gasodutos de escoamento de gás não processado no Brasil.

A cessão de uso dos gasodutos do Sistema de Guamaré, Sistema de Catu, Sistema do Espírito Santo ou Sistema da Bacia de Campos é formalizada mediante a celebração de contrato de escoamento de gás natural assinado entre a Petrobras e as empresas interessadas, que negociarão as condições para acesso e uso das capacidades de escoamento dos gasodutos. No caso do Sistema de Escoamento da Bacia de Santos, composto pelos gasodutos das Rotas 1, 2 e 3 (a última em fase de construção) o acesso se dá por meio de assinatura de Termos de Adesão aos contratos já celebrados com as proprietárias do Sistema.

O modelo de contratação da capacidade de escoamento de gás natural foi fundamentado de acordo com os princípios contidos no Caderno de Boas Práticas do Gás Natural – Diretrizes para Acesso à Unidade de Escoamento de Gás Natural, lançado em setembro de 2021, pelo IBP (PETROBRAS, 2021a).

De forma complementar, a estatal também disponibilizou um ambiente para contratação de capacidade de processamento de gás natural. Tal medida configura um negócio, até então, inédito para a Companhia, e de fundamental para a efetiva abertura de mercado.

As unidades de processamento disponíveis para o acesso são:

- a) UTGCAB, no Polo de Cabiúnas, em Macaé-RJ;
- b) UTGCA, no Polo de Caraguatatuba, no litoral de São Paulo;
- c) UTGC, no Polo de Cacimbas, em Linhares-ES;
- d) UTG URUCU, no Polo de Urucu, em Coari-AM;
- e) UTG GUAMARÉ, no Polo de Guamaré, em Guamaré-RN;
- f) UTGSUL, no Polo Sul Capixaba, em Anchieta-ES; e
- g) UTG CATU, no Polo De Santiago, em Catu-BA.

O modelo de negócio para o acesso de terceiros à infraestrutura de processamento de gás natural se dá por meio de operações de industrialização por encomenda. Essas operações consistem na remessa do insumo para industrialização e no retorno do produto industrializado, mantendo a propriedade do bem (gás natural e derivados líquidos de gás natural) ao longo de todo o processo.

O modelo de negócio para contratação da capacidade de processamento de gás natural da Petrobras também foi fundamentado em consonância aos princípios da publicação do IBP, nesse caso, o Caderno de Boas Práticas do Gás Natural – Diretrizes para Acesso à Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, lançado em setembro de 2018 (PETROBRAS, 2021b).

Outro destaque relacionado à alteração do mercado é o que demonstra a entrada de novos fornecedores de gás natural em um ambiente que antes tinha a Petrobras como fornecedor exclusivo. Em que se pese que a estatal se mantenha como agente dominante e o cenário do mercado internacional, abalado pela crise de energia provocada pela guerra entre a Rússia e a Ucrânia, dificulte uma abertura mais acelerada, em 2022 foram dados passos importantes. Ao todo, já são ao menos doze os novos supridores com contratos assinados com as distribuidoras e clientes industriais livres no país, com compromissos de entrega de mais de 10 MMm³/dia, dentre acordos já ativos e aqueles com início de suprimento (EPBR, 2022d).

Como exemplo desses novos entrantes podemos citar a 3R Petroleum, empresa especializada em campos maduros, que assinou contrato com a distribuidora Bahiagás, para venda do gás produzido nos polos Recôncavo e Rio Ventura, na Bahia, com vigência até dezembro de 2023, podendo ser prorrogado, e que prevê a venda inicial de 95 mil m³/dia, com aumento gradual até 205 mil m³/dia em dezembro. A Bahiagás também tem contrato de longo prazo com a Alvo Petro, petroleira norte-americana desde 2020. A empresa opera campos terrestres na Bacia do Recôncavo e foi responsável pela construção da primeira UPGN privada do Brasil. O contrato é válido por 15 anos, para a entrega de 150 mil m³/dia na modalidade firme inflexível e 350 mil m³/dia na modalidade interruptível⁵. Outro fornecedor da Bahiagás é a Equinor, empresa norueguesa, sócia da Petrobras no campo de Roncador, para o volume de 300 mil m³/dia no segundo semestre de 2022.

⁵ Contratos interruptíveis são demandas que podem ser interrompidas ou reativadas para realizar ajustes nos fluxos.

A Compass tem contrato com a Comgás, do mesmo grupo (Cosan), com um acordo de dez anos, a partir de 2023, quando a companhia espera começar a operar o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), no Porto de Santos. O volume contratado na modalidade firme é de 3,125 MMm³/dia. A Compass tem acordo para compra do GNL da francesa TotalEnergies.

A Galp, petroleira portuguesa, sócia da Petrobras em importantes campos do pré-sal, como Tupi, tem contrato para fornecer para seis distribuidoras diferentes, sendo três desses acordos de longo prazo. A companhia tem contratos de suprimento com: i) a Bahiagás, para fornecer 1,15 MMm³/dia até o fim de 2023 e 1,06 MM m³/dia ao longo de 2024. ii) Gasmig, na modalidade PUT⁶, com volume de 260 mil m³/dia até o fim de 2023; iii) Potigás, para envio de 35 mil m³/dia até o fim de 2022; iv) Sergas, para entrega de 40 mil m³/dia firmes até o fim 2023 e 50 mil m³/dia entre 2024 e 2031, além de volumes na modalidade PUT; v) Cegás, para fornecimento de 50 a 180 mil m³/dia firmes de 2023 até 2031, além de volumes na modalidade PUT; e vi) ES Gás, para envio de 100 mil m³/dia em 2023 e 2024; 200 mil m³/dia em 2025; e 300 mil m³/dia entre 2026 e 2032.

A New Fortress Energy opera o terminal de GNL de Sergipe e está construindo mais duas plantas de regaseificação, no Pará e em Santa Catarina. A empresa tem contrato com a SCGás para venda de 150 mil m³/dia por cinco anos, a partir da entrada em operação do terminal de GNL de São Francisco do Sul (SC) em 2022. A companhia também tem um acordo com a Copergás (PE), para entrega de 32 mil m³/dia em 2022 e 40 mil m³/dia entre 2023 e 2026. No mercado livre, a empresa tem contrato de 15 anos para fornecimento de 29,5 trilhões de BTU por ano (cerca de 2,2 MMm³/dia) à refinaria de alumina da Alunorte, da Hydro, no Pará.

A operadora de campos maduros Origem Energia tem contratos para fornecimento de gás à Bahiagás e Algás, na modalidade firme inflexível, com compromisso de 640 mil m³/dia com a concessionária alagoana até o fim de 2024 e de 120 mil m³/dia com a Bahiagás a partir do segundo semestre de 2022. O volume com a distribuidora baiana será gradualmente ampliado, até chegar a 1,5 MMm³/dia entre 2024 e 2026. A empresa também tem mais um segundo contrato com a Bahiagás, assinado em 2021 por meio de sua controlada Eagle E&P, com validade de seis anos e compromisso de entrega de 150 mil m³/dia.

⁶ Put é um contrato de opção de venda que dá ao titular o direito de vender o ativo subjacente em uma determinada data por um determinado preço.

PetroReconcavo é uma petroleira especializada em campos maduros que tem contratos com quatro distribuidoras diferentes, sendo o principal deles com a Bahiagás para entrega de 600 mil m³/dia no segundo semestre de 2022, mas com uma curva ascendente até chegar a 1,1 MMm³/dia entre 2024 e 2025 e 1 MMm³/dia em 2026, além de um contrato na modalidade interruptível. Outros contratos da empresa foram firmados com a Potigás, com compromisso de 236 mil m³/dia até o fim de 2023, com a PBGás, para 80 mil m³/dia em 2022 e 100 mil m³/dia em 2023 e com a Cegás do Ceará para entrega de 30 mil m³/dia por um ano.

A multinacional Shell tem contratos tanto no mercado cativo quanto no livre. A companhia é a segunda maior produtora de gás do Brasil e tem acordos com a Bahiagás, Copergás e Cegás. Com a distribuidora baiana, assumiu o compromisso de vender 840 mil m³/dia em 2022 e 100 mil m³/dia em 2023 e 2024, entre acordos firmes e flexíveis. Para a pernambucana, venderá 740 mil m³/dia em 2022 e 1 MMm³/dia em 2023. Já o contrato de cinco anos com a Cegás prevê 50 mil m³/dia na modalidade PUT, a partir deste ano, e 100 mil m³/dia firmes a partir de 2023. No mercado livre, a empresa fechou contrato com a Unigel, para abastecer as fábricas de fertilizantes da Bahia e Sergipe. Juntos, Unigel, Copergás e Bahiagás demandarão entre 3 e 4 MMm³/dia do gás extraído pela companhia no pré-sal, a partir de 2022.

A Tradener assinou contrato com a Compagas, do Paraná, para entrega de até 300 mil m³/dia, até o fim de 2023, na modalidade interruptível e tem acordo com a SCGás, para fornecimento de 630 mil m³/dia, também interruptíveis. O gás a ser fornecido pela comercializadora é oriundo da Bolívia, por meio de um acordo de dois anos com a YPFB, para compra de até 2,2 MMm³/dia na modalidade interruptível.

A Proquigel, empresa do Grupo Unigel é, ao mesmo tempo, consumidora e fornecedora de gás. A companhia arrendou as fábricas de fertilizantes da Petrobras na Bahia e Sergipe e compra, no mercado livre, gás da Shell e da própria estatal. Como fornecedora, tem contrato com a Sergas, para entregas de curto prazo.

Além desses novos agentes, a comercializadora GasBridge assinou acordo com a Compagas, para um projeto piloto de importação de gás boliviano e fornecimento de 10 mil m³/dia na modalidade interruptível (EPBR, 2022d).

O Porto do Açu e a Gás Natural Açu (GNA) anunciaram a realização de R\$ 6 bilhões de investimentos em infraestrutura e energia no Porto do Açu. Os investimentos incluem obras de ampliação dos acessos rodoviários ao porto, a construção de um ramal ferroviário e o lançamento da pedra fundamental da UTE

GNA II, com capacidade de geração de 1.673 MW. Para abastecer a GNA I, já em operação, e a nova usina, está em operação o Terminal de GNL da GNA, com capacidade para armazenar e regaseificar até 28 MMm³/dia. O volume é superior às necessidades de consumo do parque termelétrico, o que possibilita novas oportunidades de negócios a partir do gás natural. Os planos de expansão contemplam, além do escoamento de gás via ferrovia, a construção de gasodutos terrestres, integrando o Porto do Açú a malha de gasodutos e uma UPGN, ambos os projetos em fase de licenciamento (PORTO DO AÇU E GNA ANUNCIAM INVESTIMENTOS DE R\$ 6 BILHÕES EM INFRAESTRUTURA E ENERGIA, 2022).

Outras notícias que apontam para a evolução do mercado de gás natural no Brasil estão relacionadas ao elo da cadeia ainda insipiente no país, a estocagem.

A Gas Bridge propôs à Enauta uma eventual associação entre as empresas na implantação de um projeto de estocagem de gás natural para o campo de Manati, na Bacia de Camamu, na Bahia (EPBR, 2022b).

Há também a informação de que a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) pretende entrar no negócio de estocagem de GNL, de olho na demanda das termelétricas. O plano foi apresentado como um dos pilares do plano estratégico da companhia, que prevê investimentos de até R\$ 12 bilhões em oito anos e novos projetos de gasodutos, para aumentar o envio de gás natural do pré-sal para São Paulo, o maior centro consumidor do país.

A NTS é dona de uma rede de gasodutos de transporte de 2 mil km, a empresa pretende diversificar a sua carteira de soluções logísticas e estuda um projeto de estocagem de GNL em Macaé. A região é estratégica, pela proximidade com infraestruturas de gás, como o gasoduto de escoamento Rota 2 e termelétricas a gás. Empresa também avalia o negócio de GNL de pequena escala, com a instalação de bases de tancagem no interior, para desenvolvimento de mercados locais (EPBR, 2022c).

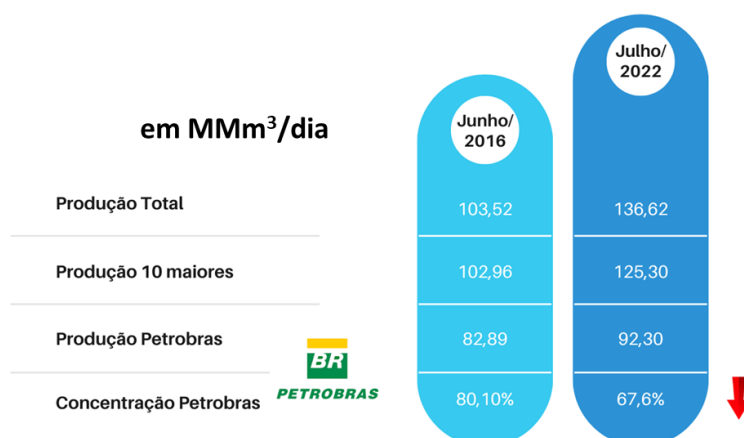
O desenvolvimento de projetos de estocagem de gás natural é fundamental para que o mercado se proteja de oscilações, como foi possível observar no caso da atual crise energética europeia. Países como a Bélgica e o Reino Unido, que possuem estoques de GNL *onshore* tem hubs⁷ mais baratos de gás.

⁷ O hub é um ponto físico ou virtual onde a titularidade do gás é transferida entre compradores e vendedores. Os hubs físicos, mais comuns no mercado norte-americano, são os que possuem a conexão de diversos gasodutos e instalações de estocagem, enquanto os hubs virtuais, tradicionais na União Europeia, necessitam que haja um

O reflexo dessa alteração pode ser mais bem caracterizado quando se comparam os dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de junho de 2016 e de julho/2022, mais especificamente no item de produção nacional por concessionária, onde se observa que a concentração do volume produzido pelas dez maiores concessionárias diminuiu de 99,5% para 92%. Uma queda mais expressiva ocorreu na participação da Petrobras, que em junho de 2016 representou 80,1% do total da produção nacional e em julho de 2022 foi reduzida para 68% dessa produção (BRASIL, 2016a, 2022d).

A Figura 7 demonstra esse movimento ocorrido na concentração da produção nacional de gás natural no Brasil.

Figura 7 – Alteração da concentração da produção nacional de gás natural no Brasil desde 2016



Fonte: Elaboração própria, com base nas informações dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (junho/2016 e julho/2022).

3.5.6. O preço do gás natural

Toda discussão desenvolvida nos tópicos anteriores objetiva avaliar as alterações qualitativas observadas no mercado de gás natural brasileiro, porém as

eficiente balanceamento do sistema, de forma que o balanço de massa dentro do sistema de transporte e estocagem se mantenha após a efetivação das entregas negociadas virtualmente.

conclusões sobre o impacto das ações do Governo Federal devem considerar, como ponto primordial, a variação observada nos preços do energético, uma vez, que dentre os objetivos declarados nas justificativas de atuação governamental, encontramos a redução do preço, como indutora do desenvolvimento nacional.

Em que se pese essa afirmação, de pronto podemos afirmar que o período de análise é considerado atípico, dada a influência das crises globais causadas pela pandemia de Covid-19 e pelo conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia. Para reduzir eventuais distorções, serão também considerados os valores internacionais praticados no Henry Hub⁸, os preços do gás russo vendido na Europa e o valor do petróleo Brent⁹. Todos os preços serão apresentados em dólares por milhão de *British Thermal Unit*¹⁰ (US\$/MMBTU).

Os preços no mercado nacional podem ser analisados sob três óticas distintas. A primeira é a que considera o preço praticado pela Petrobras para as distribuidoras estaduais dado que a estatal ainda exerce grande poder, típico de monopolista, no setor. A segunda visão observa os preços praticados para o setor termelétrico, dentro do denominado Programa Prioritário Termelétrico (PPT), importante demandante de gás, considerada a diretriz de integração energética prolatada na iniciativa Gás para Crescer e que foram incorporadas ao programa Novo Mercado de Gás. Finalmente, a terceira visão que avalia os preços ao consumidor final nos diversos segmentos atendidos, quais sejam, industrial, residencial, comercial e automotivo.

Preços da Petrobras para as distribuidoras

Até a entrada dos contratos que seguem as diretrizes do Novo Mercado de Gás (NMG), ocorrida a partir de janeiro de 2020, a Petrobras fazia a distinção dos preços entre as modalidades denominadas Modalidade Firme - Sem desconto, Modalidade Firme - Com desconto e Gás Importado da Bolívia.

A partir de janeiro de 2020, a estatal passou a contar também com contratos regidos pelo NMG, sendo que em dezembro de 2020, dentre as distribuidoras estaduais, apenas uma possuía contrato de gás importado boliviano e dezoito já possuíam contratos no NMG.

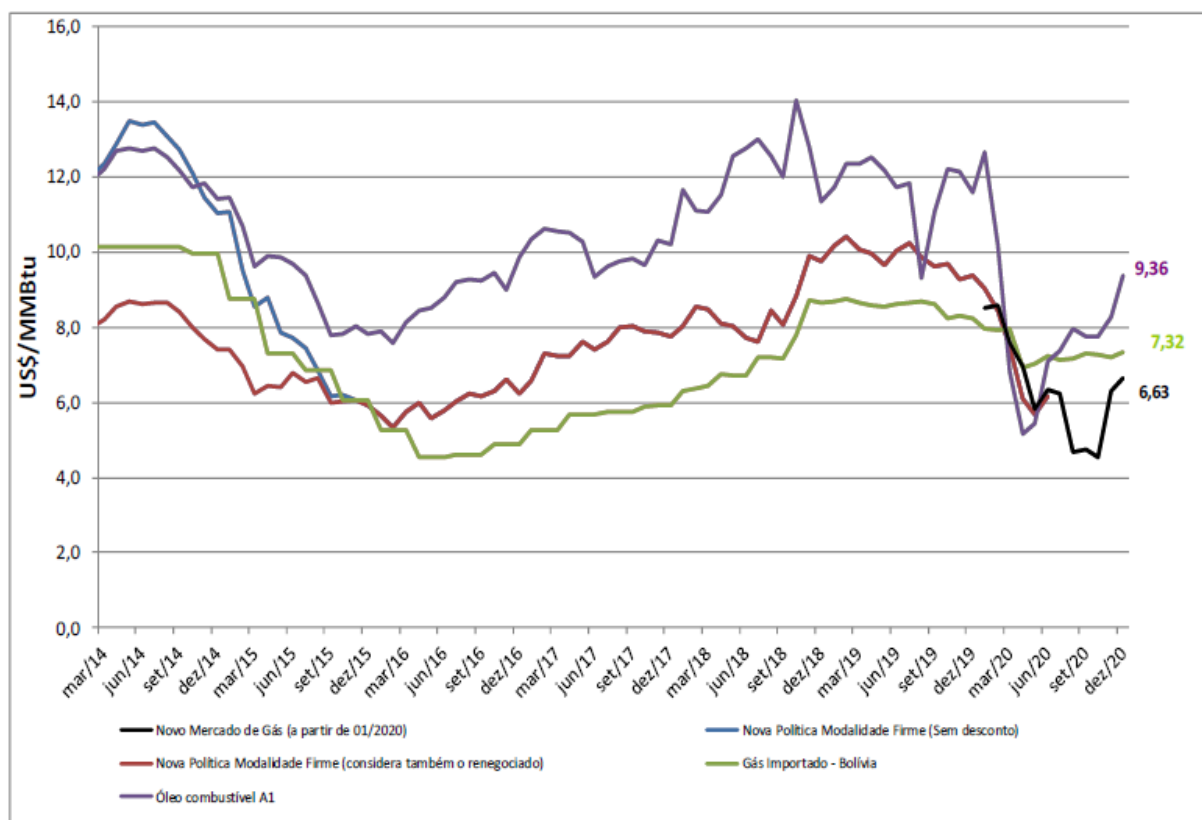
⁸ O Henry Hub é talvez o mais conhecido de todos os pontos de negociação de gás natural na América do Norte. Localizado perto de Erath, Louisiana, o gasoduto de conexão transporta gás por toda costa do Golfo dos EUA por meio de um sistema operado pela Sabine Pipe Line, uma subsidiária da Chevron Corporation.

⁹ O petróleo Brent é denominado assim por ser extraído de uma plataforma da Shell que leva este mesmo nome. O barril Brent é o valor de referência mundial, usado, inclusive, pela política de preços da Petrobras.

¹⁰ O BTU é definido como a quantidade de energia necessária para se elevar a temperatura de uma massa de uma libra de água em 1° Fahrenheit, sob pressão constante de uma atmosfera.

O Gráfico 3, abaixo, apresenta o histórico de preço da Petrobras para as distribuidoras estaduais, em US\$/MMBTU, até dezembro de 2020, trazendo ainda os valores do óleo combustível A1, referência histórica para os preços do gás natural no Brasil.

Gráfico 3 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras até 2020



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (dezembro/2020).

É possível notar que após a queda ocorrida em março de 2020, ocasionada pela crise da Covid-19, observa-se uma tendência de alta.

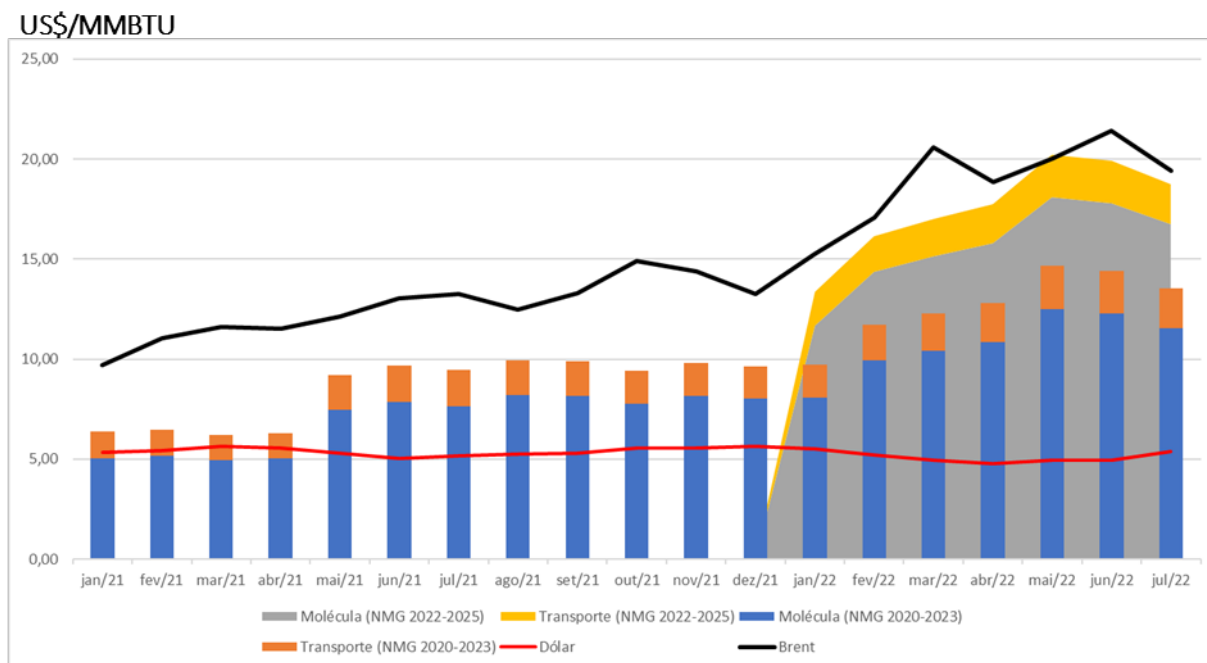
Durante o ano de 2021, não houve alteração nos tipos de contrato oferecidos pela estatal, mantendo apenas 1 distribuidora com contrato de gás importado e dezoito com contratos do NMG.

Abaixo, no Gráfico 4, podemos observar o histórico de preços da Petrobras para as distribuidoras, para o período de janeiro de 2021 até julho de 2022.

A partir de janeiro de 2022, a Petrobras passou a disponibilizar dois tipos de contratos do NMG, com base nos prazos de fornecimento, o NMG 2020-2023 e o NMG 2022-2025, sendo que dez distribuidoras estaduais possuíam contratos do primeiro

modelo e nove possuíam o do segundo. Dessas, sete possuíam simultaneamente os dois modelos de contrato, situação que perdurou até julho de 2022.

Gráfico 4 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras de janeiro de 2021 até julho de 2022



Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (de janeiro/2021 a julho/2022).

O Gráfico 4 apresenta ainda a separação desses preços entre o valor da molécula e o valor no transporte. Foram adicionadas as referências do valor da moeda americana e o valor do petróleo Brent. Esse último foi também apresentado em US\$/MMBTU para facilitar a comparação.

Duas situações despontam da análise gráfica. A primeira é que a moeda americana se mostrou praticamente estável no período analisado e, portanto, exerceu pouca influência nas variações observadas. A segunda é que o contrato do NMG 2022-2025 foi majorado em relação ao seu antecessor, acompanhando o valor do petróleo no mesmo período.

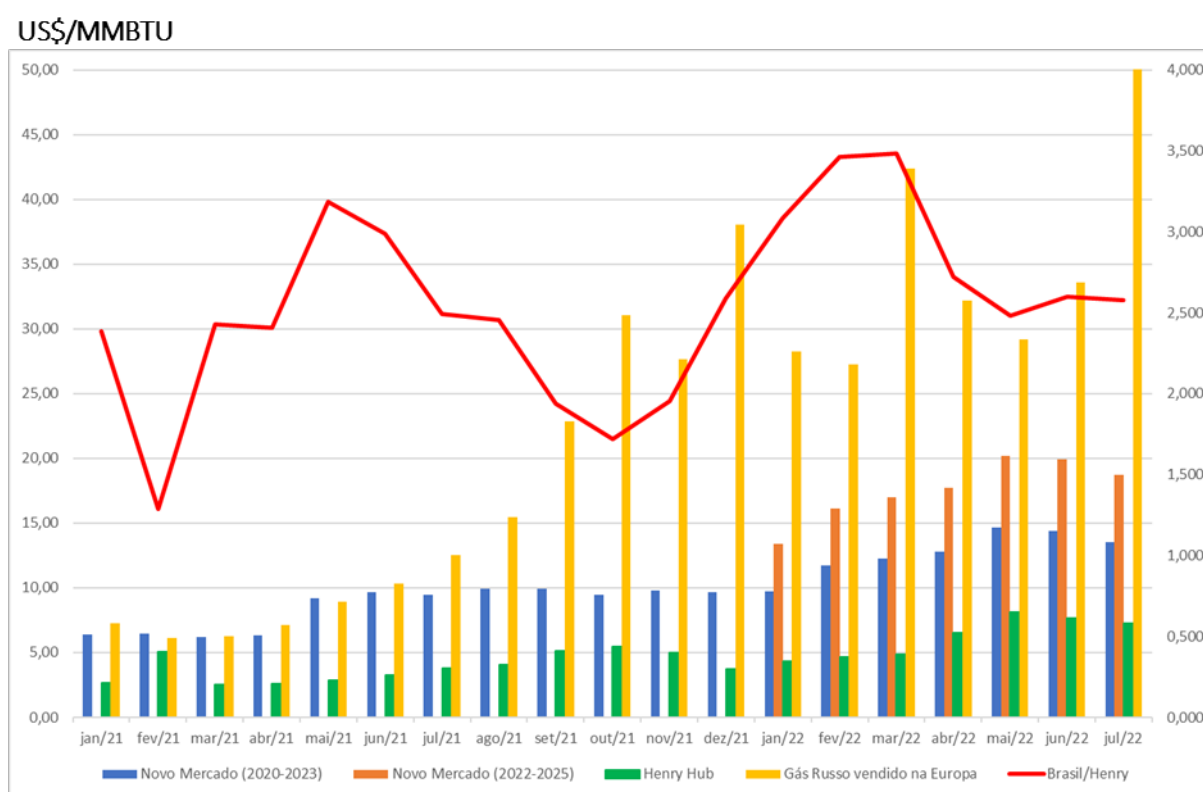
Para melhor avaliação do comportamento dos preços cobrados pela Petrobras das distribuidoras, coloca-se a questão dos valores internacionais do gás no Henry HUB e os cobrados do gás russo para a Europa.

O Gráfico 5 apresenta esse histórico, no qual é possível verificar que a escalada de preços, causadas pela crise de Covid-19, observada no Brasil mantinha uma identidade com os preços russo praticados para a Europa até agosto de 2021.

A partir de setembro de 2021, o gás russo passa para valores muito acima dos preços cobrados pela Petrobras das distribuidoras estaduais, muito provavelmente a alta foi causada pela elevação da tensão política na região, que culminou com a invasão russa ao território ucraniano, ocorrida em fevereiro de 2022.

Diferentemente desse comportamento, pode-se observar que o preço do gás cobrado no Henry Hub, referência para o mercado americano, não experimentou esses solavancos, notando-se apenas as variações normais causadas pela demanda em períodos mais frios.

Gráfico 5 – Histórico de preço Petrobras para as distribuidoras de janeiro de 2021 até julho de 2022 comparados ao mercado internacional



Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (de janeiro/2021 a julho/2022).

A linha auxiliar do gráfico demonstra a relação entre os preços da Petrobras e os do Henry Hub, sendo que, para o período posterior a janeiro de 2022, os preços da estatal considerados foram os do NMG 2022-2025. Nela podemos observar que a menor relação entre os valores foi a ocorrida em fevereiro de 2021, quando ficou abaixo de 1,3. Também é possível inferir que ainda não se sente grandes diferenças

na relação de preços como resultado das ações do Governo Federal, dado que, embora se observem oscilações, a relação entre preços de julho de 2022 ficou praticamente a mesma da observada em janeiro de 2021. A explicação mais razoável para esse comportamento se dá pela diferença entre a maturidade do mercado de gás natural nacional e do americano.

Preços do Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

O PPT foi instituído pelo Decreto 3.371/2000, que em seu art. 2º apresenta, como uma das prerrogativas, as condições de suprimento de gás natural.

Art. 2º As usinas termelétricas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade, farão jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;

Os preços para esse programa foram definidos na Portaria Interministerial 234/02, editada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda, sob a justificativa de manutenção da política de preços regulados no período antecedente à livre competição no fornecimento de gás natural e de consolidação de um ambiente em que predominasse mecanismos de mercado.

Dessa forma, o preço base foi fixado em 2,581 US\$/MMBTU e a taxa de câmbio foi estabelecida em 2,3436 dólares por real. A portaria traz ainda a limitação de fornecimento de gás natural nessas condições de 40 MMm³/dia, além de mecanismos de reajustes anuais.

Tal situação desfavorece a avaliação dos preços de fornecimento de gás natural para as termelétricas integrantes do programa, uma vez que não seguem as regras de mercado, objeto da presente avaliação.

De qualquer forma, cumpre mencionar que tais preços alcançaram em 2021 a média de 4,63 US\$/MMBTU. Em 2022, entre os meses de janeiro e julho, a média atingiu 5,39 US\$/MMBTU, sendo que esses valores são divulgados sem os impostos.

Preços ao consumidor final

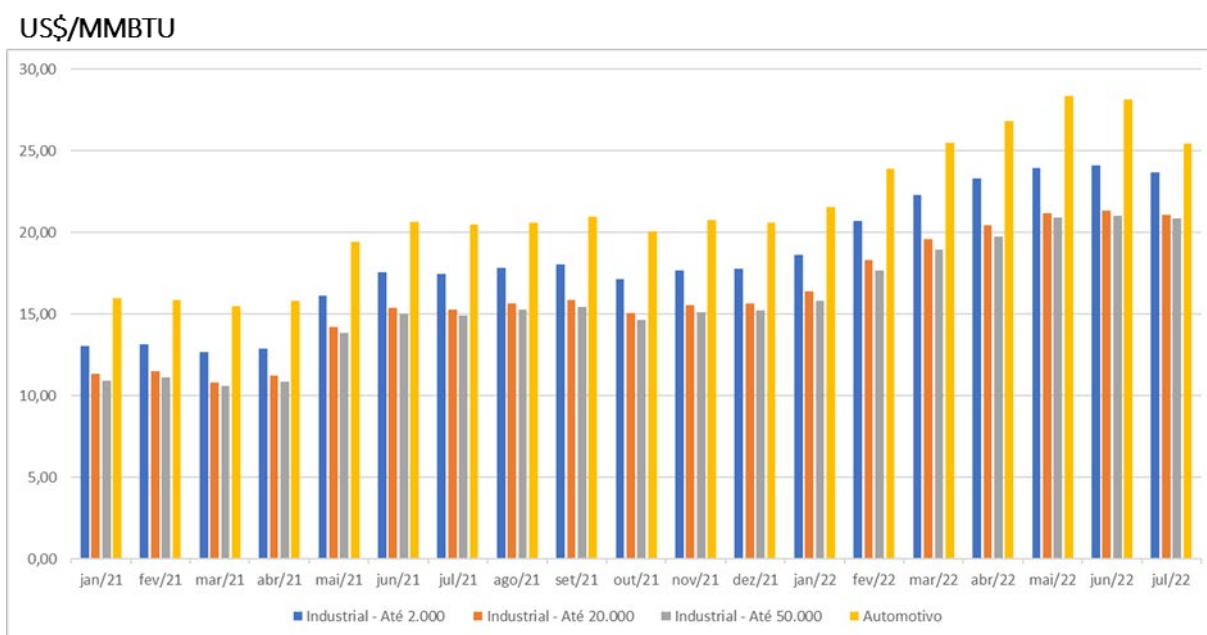
Conforme apresentado na Tabela 1, no tópico 3.2, a demanda de gás natural, majoritariamente, é composta pela demanda para geração termelétrica e industrial, sendo que essa última inclui o consumo nas refinarias, fabricas de fertilizantes e o uso do gás como matéria-prima.

O segmento automotivo vem em seguida, porém com uma demanda em torno de sete vezes menor que os dois primeiros.

Dessa forma, no Gráfico 6 apresenta-se o histórico de preço médio do gás natural dos segmentos industrial e automotivo como aproximação ao comportamento dos preços ao consumidor final.

O segmento industrial considera três faixas de consumo para diferenciação de preços, até 2.000 m³/dia, até 20.000 m³/dia e até 50.000 m³/dia, enquanto o automotivo possui uma faixa única de consumo.

Gráfico 6 – Histórico de preço consumidor final



Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (de janeiro/2021 a julho/2022).

A observação do gráfico aponta uma oscilação de preços ligeiramente superior à observada nos preços praticados pela Petrobras às distribuidoras estaduais, o que pode sugerir uma falha na regulação estadual, fato que não será aprofundado, por não ser o objeto do presente trabalho.

Dessa forma, podemos concluir que, em que se pese ter havido uma redução de preços em níveis regionais, provocada pelos novos entrantes em contratos de fornecimento das distribuidoras estaduais, tal situação não foi capaz de provocar uma redução de preços por parte da Petrobras, sendo as oscilações observadas mais diretamente relacionadas à política de paridade internacional de preços adotadas pela Companhia do que ao efeito de uma concorrência enfrentada pela Estatal. Tais reduções também não foram capazes afetaram a média nacional de preços ao consumidor final, apresentada no Gráfico 6.

4. Considerações finais

De todo o exposto ao longo desse trabalho, pode-se concluir que as ações empreendidas pelo Governo Federal foram alinhadas às melhores práticas identificadas na Teoria da Regulação e às observadas em mercados internacionais mais desenvolvidos. Tais ações tiveram impacto inicial positivo, o que sinaliza, pelo menos em tese, que elas devem contribuir para a resolução das ineficiências observadas no setor de gás natural, porém não há evidências de que o mercado vá continuar se desenvolvendo, pois o elo da Distribuição não foi abordado diretamente pelas iniciativas do Governo Federal.

O fato de a Distribuição ser uma atribuição dos estados e Distrito Federal, dada pela Constituição de 1988, oferece desafios ao desenvolvimento e ao aumento demanda de gás natural e, por consequência, da competitividade no setor. Uma possibilidade seria o Governo investir seu capital político na aprovação de uma PEC que alterasse a competência, ao menos regulatória, da distribuição de gás natural.

De todo modo, houve alteração no número de empresas e na concentração de fornecimento de gás natural ao mercado, principalmente na participação da Petrobras, com o surgimento de novos contratos de fornecimento de gás natural.

Outro ponto que pode sinalizar o desenvolvimento do setor é a notícia que algumas empresas começam a estudar a Estocagem de gás natural, iniciativa que pode facilitar o acesso ao produto em tempos de aumento da demanda e de oscilações de preço no mercado internacional.

Como as ações governamentais não enfrentaram a questão do monopólio estadual no elo da Distribuição, as dificuldades enfrentadas pelos consumidores cativos se mantiveram, o que representa um desincentivo à parcela do mercado com maior potencial de crescimento de demanda de gás natural no país, uma vez que a demanda do setor energético e mesmo a demanda industrial, dependem de conjunturas macroeconômicas do país, atreladas ao crescimento do Produto Interno Bruto nacional e que foram muito impactadas, assim como todo as economias mundiais, pelo cenário de pandemia de Covid-19.

O ritmo da abertura vai depender muito das decisões estaduais, à medida em que as concessões vigentes vão vencendo o prazo, as diretrizes do Novo Mercado de Gás vão podendo ser aplicadas, com os efeitos positivos esperados.

Um ponto de atenção está na capacidade da ANP de implementar as regulamentações necessárias para adequação ao novo marco legal do gás natural. A agenda regulatória da ANP registra esse desafio, porém não há sinalização de fortalecimento da agência, principalmente em seu quadro de servidores, que sugerem que tais desafios serão transpassados em prazos adequados.

A questão da regulação de preços para acesso às infraestruturas essenciais, salvo aos gasodutos de transporte, sequer foi mapeada na agenda regulatória da ANP, ficando apenas o registro legal que os acessos deverão ser negociados, não discriminatórios e com solução de conflitos por conta da agência reguladora, e, novamente, sobressai a preocupação sobre a estrutura do órgão para enfrentar tais atividades.

O fato de a indústria de gás natural estar alicerçada em infraestruturas em que são necessários pesados investimentos de capital, com retornos previstos em médios e longos prazos, também representa um desafio, o qual ainda não se viu, concretamente, resultados de aumento dessas infraestruturas, seja de escoamento, de processamento ou de transporte gás natural. Embora se tenha notícias de novos projetos para essas infraestruturas, como a construção de gasodutos terrestres e de uma UPGN no Porto do Açú, não se pode afirmar que tais ações sejam resultado dos esforços implementados pelo Governo Federal para o desenvolvimento de um novo mercado de gás, ou se são soluções específicas para projetos privados.

A questão fundamental que se assevera, diz respeito ao preço do gás natural, seja ele destinado à geração de energia elétrica, ao consumo industrial ou mesmo aos consumos automotivo, comercial e residencial. Nesse ponto, em que se pese que o período analisado pode ser considerado atípico, tendo em vista os efeitos da pandemia de Covid-19 e do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, ainda não foram observadas grandes alterações capazes de incentivar o desenvolvimento econômico nacional, principal motivador das ações do Governo Federal no setor de gás natural.

Será necessário aguardar a consolidação das ações governamentais e as decisões estaduais, no âmbito da regulação da distribuição de gás natural, para se obter o diagnóstico mais preciso sobre o resultado das políticas públicas implementadas pelo Governo Federal ao longo dos últimos anos.

5. Referências

PORTO DO AÇU E GNA ANUNCIAM INVESTIMENTOS DE R\$ 6 BILHÕES EM INFRAESTRUTURA E ENERGIA. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/porto-do-acu-e-gna-anunciam-investimentos-de-r-6-bilhoes-em-infraestrutura-e-energia/>. Acesso em: 3 jan. 2023.

AJAJ, Cláudia. **Monopólio do Petróleo e a Emenda Constitucional N. 9, de 1995**. 2007. - UNIVERSIDADE PRESBITERIANA MACKENZIE, [s. l.], 2007. Disponível em: <http://www.dominiopublico.gov.br/download/teste/arqs/cp061644.pdf>.

BRASIL. **Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais: doutrina de infraestruturas essenciais aplicada a gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL**. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT Infraestruturas Essenciais.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf). Acesso em: 14 nov. 2022.

BRASIL. **Agenda Regulatória ANP 2022-2023 - 1ª atualização**. Brasília: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2022-2023-1.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2022.

BRASIL. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Abril 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022b. Disponível em: Acesso em: 7 maio 2022.

BRASIL. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Janeiro 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 8 maio 2022.

BRASIL. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Julho 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022d. Disponível em: Acesso em: 14 nov. 2022.

BRASIL. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Junho 2016**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2016a. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2016/boletim_gas_natural_nr_112_jun_16.pdf/view. Acesso em: 8 maio 2022.

BRASIL. **Cálculo da Tarifa de Transporte Dutoviário de Gás Natural: Critérios Aplicáveis e Proposta de Política de Preços**. [S. l.]: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2010.

BRASIL. **Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/ct-gn>. Acesso em: 14 maio 2022.

BRASIL. **Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação**. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-337/EPE, 2018 - Estocagem Subterrânea de Gás Natural.pdf>.

BRASIL. **Gás para Crescer**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2016b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-crescer>. Acesso em: 5 maio 2022.

BRASIL. **Gás para Crescer - Premissas**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-crescer/premissas>. Acesso em: 14 maio 2022.

BRASIL. Governo aposta no Novo Mercado de Gás para promover a reindustrialização do país. **Portal institucional/Notícias**, [s. l.], 2019a. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2019/12/governo-aposta-no-novo-mercado-de-gas-para-promover-a-reindustrializacao-do-pais>. Acesso em: 5 maio 2022.

BRASIL. **Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2021c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos>. Acesso em: 12 maio 2022.

BRASIL. **Lei 11.909, de 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, 2009.

BRASIL. **Lei 14.134, de 8 de abril de 2021**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Brasília, 2021d.

BRASIL. **Novo Mercado de Gás**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 4 maio 2022.

BRASIL. **Resolução CNPE 10, de 14 de dezembro de 2016**. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas

que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências. Brasília, 2016c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2016>. Acesso em: 14 maio 2022.

BRASIL. **Termo de Compromisso de Cessação de Prática**. Brasília: Conselho Administrativo de Defesa Econômica, 2019c. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z. Acesso em: 14 maio 2022.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros *et al.* Gás natural: transforma es legais e perspectivas em rela o aos cenários indicados no planejamento energético brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, [s. l.], v. 27, n. 2, 2021.

DA SILVA, Lucas Velloso Oliveira; DE ORNELLAS, Sérgio Allan Barbosa; FERREIRA, Geraldo de Souza. Expectativas para o futuro do gás natural no Brasil: a abertura do mercado brasileiro de gás e seus efeitos / Expectations for the future of natural gas in Brazil: the opening of the Brazilian gas market and its effects. **Brazilian Journal of Development**, [s. l.], v. 7, n. 10, p. 95517–95529, 2021.

EPBR. Cade aprova compra do controle da Gaspetro pela Compass. **EPBR**, [s. l.], p. 1–15, 2022a.

EPBR. Compass fecha compra dos 51% da Petrobras na Gaspetro por R\$ 2,03 bi. **EPBR**, [s. l.], p. 1–12, 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/compass-fecha-compra-dos-51-da-petrobras-na-gaspetro-por-r-203-bi/>.

EPBR. **Gas Bridge e Enauta podem implantar projeto de estocagem de gás em Manati**. [S. l.]: EPBR, 2022b. Disponível em: <https://epbr.com.br/gas-bridge-e-enauta-podem-implantar-projeto-de-estocagem-do-gas-de-manati/>. Acesso em: 16 nov. 2022.

EPBR. **NTS quer entrar no negócio de estoque de GNL e mira novos gasodutos**. [S. l.]: EPBR, 2022c. Disponível em: <https://epbr.com.br/nts-quer-entrar-no-negocio-de-estoque-de-gnl-e-mira-novos-gasodutos/>. Acesso em: 16 nov. 2022.

EPBR. **O raio-x dos novos atores da abertura do mercado de gás no Brasil**. [S. l.]: EPBR, 2022d. Disponível em: https://epbr.com.br/abertura-do-mercado-de-gas-natural-ja-tem-dez-novos-fornecedores/?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=6c55e92ee1-epbr-comece-seu-dia_20220531&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-6c55e92ee1-186651077.

FERRARO, Marcelo Colomer. **Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro**. 2010. 335 f. - Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, [s. l.], 2010.

FGV CERI. Desenvolvimento de um mercado de gás no Brasil. [s. l.], p. 1–65, 2018.

FGV CERI. **Distribuição de gás natural no Brasil - Dados e aspectos regulatórios**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2019-07/Cartilha_distribuição_formatada_12072019.pdf.

IBP. **Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para acesso a Unidades De Processamento De Gás Natural-UPGN**. [S. l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), 2018.

IBP. **Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento de gás natural**. [S. l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), 2021.

MENDES, André Pompeo do Amaral *et al.* Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos. **Gás Natural BNDES Setorial**, [s. l.], v. 42, 2015.

NEWBERY, David M. **Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities**. [S. l.: s. n.], 2000.

OCDE. Restructuring Public Utilities for Competition 2001. [s. l.], 2001. Disponível em: <https://www.oecd.org/competition/sectors/19635977.pdf>. Acesso em: 15 maio 2022.

OCDE. The Essential Facilities Concept. [s. l.], n. February 1996, 1996. Disponível em: <https://www.oecd.org/competition/abuse/1920021.pdf>. Acesso em: 4 nov. 2022.

PETROBRAS. **Oferta de escoamento de Gás Natural | Petrobras**. [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-escoamento-de-gas-natural/>. Acesso em: 14 nov. 2022.

PETROBRAS. **Oferta de Processamento de Gás Natural | Petrobras**. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/>. Acesso em: 16 nov. 2022.

PITOFISKY, Robert; PATTERSON, Donna; HOOKS, Jonathan. The Essential Facilities Doctrine Under United States Antitrust Law. **Antitrust L.J.**, [s. l.], v. 443, p. 2002–2003, 2002. Disponível em: <http://scholarship.law.georgetown.edu/facpub/346/>. Acesso em: 4 nov. 2022.

VARIAN, Hal R. Microeconomia - Uma abordagem moderna. **Analytical Chemistry**, Rio de Janeiro, v. 59, n. 3, p. 197A-197A, 1987. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ac00130a760>.

Missão

Aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo

Visão

Ser referência na promoção de uma Administração Pública efetiva, ética, ágil e responsável