

Relatório de Análise de Impacto Regulatório

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO (AIR) PARA A REGULAMENTAÇÃO DO ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS: GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO, INSTALAÇÕES DE TRATAMENTO OU PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL E TERMINAIS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM
Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP
Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC
Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

**ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO (AIR) PARA A
REGULAMENTAÇÃO DO ACESSO ÀS
INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS: GASODUTOS DE
ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO, INSTALAÇÕES DE
TRATAMENTO OU PROCESSAMENTO DE GÁS
NATURAL E TERMINAIS DE GÁS NATURAL
LIQUEFEITO (GNL)**

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM

Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP

Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Claudio Jorge Martins de Souza

Relatório de AIR elaborado pelos membros do Grupo de Trabalho (GT) de Infraestruturas Essenciais instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022:

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM (Coordenação)

Mário Jorge Figueira Confort

Tatiana Paranhos Cerqueira de Macau

Guilherme de Biasi Cordeiro

Alessandra Silva Moura

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Saulo Quadros Santiago

Luis Eduardo Esteves

Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP

Luciano de Gusmão Veloso

Mariana Cavadinha Costa da Silva

Marcelo Vitor Martins de Meneses

Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC

Bruno Valle de Moura

Helio da Cunha Bisaggio

Rio de Janeiro, dezembro de 2023

ÍNDICE

IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA.....	9
SUMÁRIO EXECUTIVO.....	10
I. INTRODUÇÃO	40
II. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO.....	43
II.1. A Elevada Concentração do Mercado Nacional.....	46
II.2. Caracterização da Indústria do Gás Natural como Indústria de Rede	48
II.3. Elementos da Doutrina das Instalações Essenciais Aplicados ao Problema Regulatório Identificado	49
II.4. Possíveis Práticas Anticompetitivas Por Parte do Monopolista Verticalizado na Indústria do Gás Natural	51
II.4.1. Histórico e a associação entre a falha regulatória e de mercado como elementos que aumentam o poder de mercado do agente incumbente	52
II.4.2. Poder de monopólio no mercado de produção	52
II.4.3. <i>Margin squeeze</i>	53
II.4.4. Adoção de comportamento oportunista na precificação da molécula	53
II.4.5. Programação da produção, escoamento e processamento como elemento para desestimular a entrada de competidores no elo da comercialização	54
II.4.6. Conclusões sobre as possíveis práticas anticompetitivas por parte do monopolista verticalizado na indústria do gás natural	54
II.5. Os Objetivos Regulatórios Identificados	55
III. HISTÓRICO.....	55
III.1. Iniciativa Gás para Crescer	57
III.2. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.....	59
III.3. Programa Novo Mercado de Gás e a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019.....	60
III.4. TCC – CADE e Petrobras	63
III.5. Casos Envolvendo o Acesso de Terceiros às Instalações Essenciais no Brasil.....	65
III.5.1. Caso – Acesso aos gasodutos de escoamento do Polo de Peroá (ES) e à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (ES)	65
III.5.2. Caso – Acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré (RN)	66
III.5.3. Assinatura dos contratos do SIE e SIP com parceiros	68
III.5.4. Renegociação dos contratos com as distribuidoras e judicialização mediante indício de adoção de conduta anticoncorrencial por parte da Petrobras	70
III.5.5. O arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, da Petrobras para a Excelerate Energy	71
III.5.6. A tentativa de “promoção do acesso simplificado” ao Terminal de GNL de Pecém (TR-Pecém)	72
III.5.7. Lições aprendidas pela equipe técnica da ANP ao analisar o acesso às infraestruturas de gás natural	73
IV. AGENTES ECONÔMICOS, USUÁRIOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DEMAIS AFETADOS	76
IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte	78

V. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL	79
V.1. Nova Lei do Gás e Decreto nº 10.712, 02 de junho de 2021	79
V.2. Resolução CNPE nº 3, de 07 de abril de 2022	86
VI. OBJETIVOS A SEREM ALCANÇADOS	88
VII. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS POSSÍVEIS PARA ENFRENTAMENTO DO PROBLEMA REGULATÓRIO	88
VIII. EXPOSIÇÃO DOS POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS	90
IX. PARTICIPAÇÃO SOCIAL	91
IX.1. A Consulta Prévia nº 1/2023	91
IX.2. O <i>Workshop</i> Acesso às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural	95
X. MAPEAMENTO DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO IDENTIFICADO	102
X.1. Experiência Internacional – Acesso de Terceiros aos Gasodutos de Escoamento e às Instalações de Tratamento e Processamento de Gás Natural ...	103
X.1.1. Estados Unidos da América (EUA)	103
X.1.2. Reino Unido	108
X.1.3. Noruega	113
X.1.4. Dinamarca	118
X.2. Experiência Internacional – Acesso de Terceiros aos Terminais de GNL	126
X.2.1. Estados Unidos da América (EUA)	128
X.2.2. União Europeia	131
X.1.3. Reino Unido	139
X.1.4. Portugal	140
X.1.5. Japão	142
X.1.6. Dificuldades na Implementação do Livre Acesso nos Terminais de GNL	145
X.3. Experiência Internacional – Resolução de Conflitos	147
X.3.1. Reino Unido	147
X.3.2. Austrália	150
X.4. Principais Elementos Identificados no Mapeamento da Experiência Internacional	155
XI. RISCOS E EFEITOS DO ATO NORMATIVO	157
XII. METODOLOGIA DE AIR PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO	158
XII.1. Análise Multicritério: o Método de Análise Hierárquica (<i>Analytic Hierarchy Process – AHP</i>)	160
XII.2. Aplicação da Metodologia AHP para a Escolha das Alternativas Regulatórias por Tema	161
XII.2.1. Tema 1: Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado	165
XII.2.2. Tema 2: Preferência do Proprietário	168
XII.2.3. Tema 3: Negociação	170
XII.2.4. Tema 4: Resolução de Conflitos	173
XII.2.5. Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso	178
XII.2.6. Tema 6: Disponibilização de Informações	181

XII.2.7. Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade	183
XIII. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO.....	185
XIV. ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS	187
XV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	188
ANEXO A – CATEGORIZAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PRÉVIA Nº 01/2023	194
ANEXO B – JULGAMENTO DAS ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	236
B.1 – Tema 1: Desverticalização.....	236
B.1.1 – Julgamento das Alternativas Regulatórias	236
B.1.2 – Análise de Sensibilidade	239
B.2 – Tema 2: Preferência do Proprietário	242
B.2.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	242
B.2.2 – Análise de Sensibilidade	246
B.3 – Tema 3: Negociação	249
B.3.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	249
B.3.2 – Análise de Sensibilidade	252
B.4 – Tema 4: Resolução de Conflitos	255
B.4.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	255
B.4.2 – Análise de Sensibilidade	259
B.5 – Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso.....	262
B.5.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	262
B.5.2 – Análise de Sensibilidade	265
B.6 – Tema 6: Disponibilização de Informações	268
B.6.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	268
B.6.2 – Análise de Sensibilidade	272
B.7 – Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade	275
B.7.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias.....	275
B.7.2 – Análise de Sensibilidade	278

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Correlação entre o Decreto nº 10.411, o Roteiro para preenchimento do Modelo de Relatório de AIR da CQR/SGE/ANP e os elementos do presente Relatório de AIR</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 2 - Posicionamento dos membros do subcomitê SC1 CT-GN, do Gás para Crescer.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 3 - Capacidade de processamento de gás natural, segundo polos produtores, em 31/12/2022</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 4 - Principais características dos terminais de GNL brasileiros, existentes e projetados</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 5 - Comparações das relevâncias entre critérios ou alternativas do AHP</i>	<i>160</i>
<i>Tabela 6 - Índice Randômico Médio do AHP em função do tamanho (ordem n) da matriz.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabela 7 - Julgamento da importância relativa dos critérios</i>	<i>164</i>
<i>Tabela 8 - Prioridades calculadas para os Critérios.....</i>	<i>165</i>
<i>Tabela 9 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 1: Desverticalização</i>	<i>168</i>
<i>Tabela 10 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 2: Preferência do Proprietário</i>	<i>170</i>
<i>Tabela 11 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 3: Negociação</i>	<i>173</i>
<i>Tabela 12 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 4: Resolução de Conflitos</i>	<i>178</i>
<i>Tabela 13 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso</i>	<i>180</i>
<i>Tabela 14 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 6: Disponibilização de Informações</i>	<i>183</i>
<i>Tabela 15 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade.....</i>	<i>185</i>

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Árvore do problema regulatório</i>	<i>44</i>
<i>Figura 2 - Potenciais condutas anticompetitivas nos mercados do gás de origem nacional</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3 - Potenciais condutas anticompetitivas nos mercados do gás importado</i>	<i>45</i>
<i>Figura 4 - Linha do tempo: o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 5 - Escoamento do gás natural da Bacia de Santos</i>	<i>69</i>
<i>Figura 6 - Volumes Regaseificados de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 7 - Níveis de armazenamento de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 8 - Alternativas da Análise Multicritério das Propostas do Novo Mercado de Gás</i>	<i>89</i>
<i>Figura 9 - Distribuição das contribuições por tema na Consulta Prévia nº 1/2023</i>	<i>93</i>
<i>Figura 10 - Distribuição percentual das contribuições por tema na Consulta Prévia nº 1/2023</i>	<i>93</i>
<i>Figura 11 - Percentual médio de perguntas respondidas por tema na Consulta Prévia nº 1/2023.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 12 - Programação do primeiro dia do Workshop</i>	<i>95</i>
<i>Figura 13 - Programação do segundo dia do Workshop.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 14 - Petrobras: Princípios dos Modelos de Negócio de Acesso</i>	<i>97</i>
<i>Figura 15 - Petrobras: Modelo de Negócio de Escoamento.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 16 - Petrobras: Estágio das Negociações de Acesso (março/2023).....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 17 - Petrobras: Modelo de Compra e Venda de GNL e GN</i>	<i>99</i>
<i>Figura 18 - Engie: Terminal de GNL de Mejillones, no Chile</i>	<i>101</i>
<i>Figura 19 - Pinheiro Neto: Prevenção e Solução de Controvérsias.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 20 - Principais Meios de Solução Adequada de Conflitos</i>	<i>102</i>
<i>Figura 21 - Rede de Dutos Offshore de Óleo e Gás Natural do Golfo do México</i>	<i>105</i>
<i>Figura 22 - Rede de gasodutos do Reino Unido</i>	<i>109</i>
<i>Figura 23 - Rede de gasodutos da Norwegian Continental Shelf – NCS</i>	<i>114</i>
<i>Figura 24 - Produção Dinamarquesa de Óleo e Gás Natural no Mar do Norte.</i>	<i>120</i>
<i>Figura 25 - Distribuição global do TPA em Terminais de GNL</i>	<i>128</i>

<i>Figura 26 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) existentes na América do Norte.</i>	129
<i>Figura 27 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.</i>	130
<i>Figura 28 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) existentes na América do Norte.</i>	130
<i>Figura 29 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.</i>	131
<i>Figura 30 - Terminais de GNL na Europa e regimes de acesso</i>	133
<i>Figura 31 - Terminais de GNL na Europa, regimes de acesso e capacidades contratadas e disponíveis.</i>	134
<i>Figura 32 - Duração de uma janela de recepção de navios metaneiros.</i>	141
<i>Figura 33 - Perfil de janela de armazenamento.</i>	142
<i>Figura 34 - Localização dos terminais de regaseificação de GNL no Japão.</i>	143
<i>Figura 35 - Fluxograma do processo de disputa de acesso australiano.</i>	152
<i>Figura 36- Matriz de julgamento entre n critérios/alternativas, em que os valores "a", "b" e "c" pertencem à escala fundamental de Saaty</i>	161
<i>Figura 37 - Estruturação do problema (objetivo) regulatório a ser solucionado por meio da metodologia AHP, a partir do julgamento entre critérios e alternativas regulatórias.</i>	162
<i>Figura 38 - Processo de aplicação do método AHP por tema para construção da regulamentação....</i>	163

IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Tema Principal	Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis
Tema Secundário	Regulação Econômica do Mercado de Gás
Nº e Título da Ação Regulatória	2.12 - Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural

SUMÁRIO EXECUTIVO

I. INTRODUÇÃO

O presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é parte integrante do processo de regulamentação de que trata a Ação nº 2.12 da Agenda Regulatória 2022-2023 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que visa à proposição de minuta de resolução para disciplinar o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, estabelecido pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás” ou Lei nº 14.134/2021).

A AIR foi precedida pela etapa de estudos preliminares, que contemplou a publicação da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, intitulada “Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)” (documento SEI nº 2782589), pela realização de Consulta Prévia de seu teor entre 31/01/2023 e 19/04/2023, além do Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural, ocorrido nos dias 9 e 10 de março de 2023.

O Relatório de AIR é também resultado das discussões conduzidas pelo Grupo de Trabalho (GT) da ANP instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo 48610.205614/2022-48), cujo objetivo é o de elaborar regulamentação com as diretrizes e princípios do acesso negociado e não discriminatório dos terceiros interessados às instalações essenciais (gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL). O GT é constituído pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), que o coordena, Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC) e Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC).

A Tabela S.1 apresenta a correspondência do conteúdo do presente “Relatório de Análise de Impacto Regulatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para a regulamentação do acesso às infraestruturas essenciais: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL)” com o conteúdo do Decreto nº 10.411, de 2020, e com o “Roteiro Para Preenchimento do Modelo de Relatório de AIR”, de maio de 2023, da CQR/SGE/ANP.

Tabela S.1 – Correlação entre o Decreto nº 10.411, o Roteiro para preenchimento do Modelo de Relatório de AIR da CQR/SGE/ANP e os elementos do presente Relatório de AIR

Decreto nº 10.411 (art. 6º)	Roteiro CQR/SGE/ANP	Presente Relatório de AIR
I – sumário executivo objetivo e conciso, que deverá empregar linguagem simples e acessível ao público em geral;	II – Sumário	Sumário Executivo
II - identificação do problema regulatório que se pretende solucionar, com a apresentação de suas causas e sua extensão;	III – Identificação do Problema	I. Introdução II. Identificação do Problema Regulatório III. Histórico
III - identificação dos agentes econômicos, dos usuários dos serviços prestados e dos demais afetados pelo problema regulatório identificado;	III – Identificação do Problema	IV. Agentes Econômicos, Usuários dos Serviços Prestados e Demais Afetados
IV - identificação da fundamentação legal que ampara a ação do órgão ou da entidade quanto ao problema regulatório identificado;	IV – Identificação da Base Legal	V. Fundamentação Legal
V - definição dos objetivos a serem alcançados;	V – Definição dos Objetivos	II. Identificação do Problema Regulatório

Decreto nº 10.411 (art. 6º)	Roteiro CQR/SGE/ANP	Presente Relatório de AIR
		II.5. Os Objetivos Regulatórios Identificados VI. Objetivos a Serem Alcançados
VI - descrição das alternativas possíveis ao enfrentamento do problema regulatório identificado, consideradas as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas;	VII - Identificação das Alternativas	VII. Descrição das Alternativas Possíveis para Enfrentamento do Problema Regulatório XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório
VII - exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas, inclusive quanto aos seus custos regulatórios;	VIII - Avaliação das Alternativas	VIII. Exposição dos Possíveis Impactos das Alternativas Identificadas. XI. Riscos e Efeitos do Ato Normativo. XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório
VII-A - os impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte;	III - Identificação do Problema	IV. Agentes Econômicos, Usuários do Serviços Prestados e Demais Afetados. IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte
VIII - considerações referentes às informações e às manifestações recebidas para a AIR em eventuais processos de participação social ou de outros processos de recebimento de subsídios de interessados na matéria em análise;	VI - Participação Social	IX. Participação Social Anexo A
IX - mapeamento da experiência internacional quanto às medidas adotadas para a resolução do problema regulatório identificado;	VII - Identificação das Alternativas	X. Mapeamento da Experiência Internacional para a Solução do Problema Regulatório Identificado
X - identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo;	VIII - Avaliação das Alternativas	XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório. XIII. Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação XIV. Alteração da Classificação de Risco das Atividades Reguladas
XI - comparação das alternativas consideradas para a resolução do problema regulatório identificado, acompanhada de análise fundamentada que contenha a metodologia específica escolhida para o caso concreto e a alternativa ou a combinação de alternativas sugerida, considerada mais adequada à resolução do problema regulatório e ao alcance dos objetivos pretendidos;	VIII - Avaliação das Alternativas	VII. Descrição das Alternativas Possíveis para Enfrentamento do Problema Regulatório. XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório Anexo B
XII - descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, acompanhada das formas de monitoramento e de avaliação a serem adotadas e, quando couber, avaliação quanto à necessidade de alteração ou de revogação de normas vigentes.	IX - Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação	XIII. Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação
§ 1º O conteúdo do relatório de AIR deverá ser detalhado e complementado com elementos adicionais específicos do caso concreto, de acordo com o seu grau de complexidade, a abrangência e a repercussão da matéria em análise.	III - Identificação do Problema	II. Identificação do Problema Regulatório III. Histórico

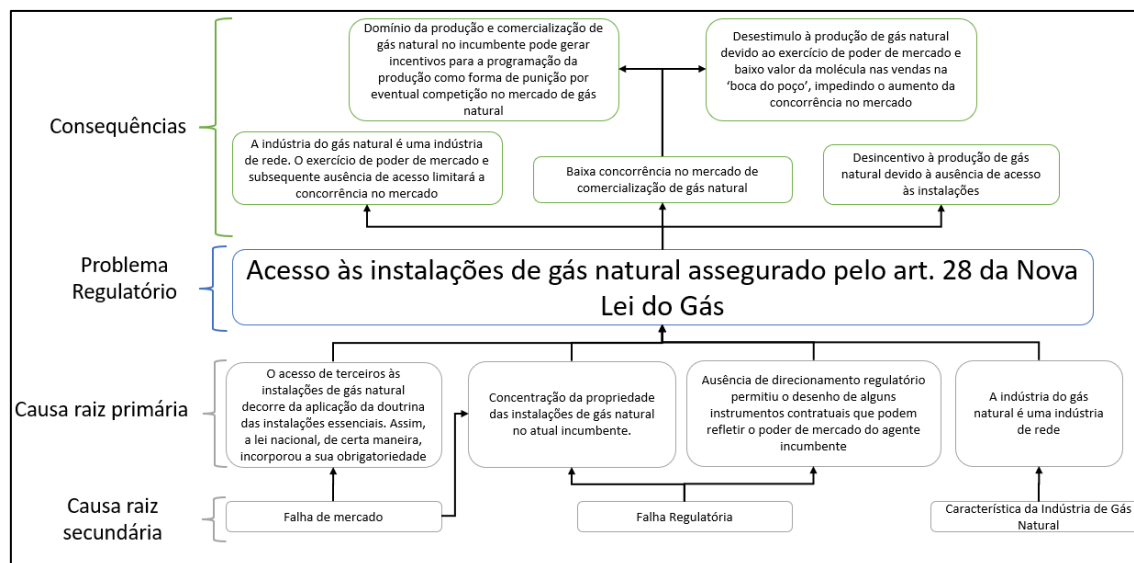
Decreto nº 10.411 (art. 6º)	Roteiro CQR/SGE/ANP	Presente Relatório de AIR
§ 2º Em observância ao disposto no inciso VII-A do caput, o relatório de AIR incluirá a análise dos impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte e preverá as medidas que poderão ser adotadas para minimizar esses impactos.	VIII – Avaliação das Alternativas	IV. Agentes Econômicos, Usuários dos Serviços Prestados e Demais Afetados. IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte

II. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

O problema em discussão nesta análise de impacto regulatório diz respeito ao acesso às infraestruturas de gás natural, nos termos do art. 28 na Nova Lei do Gás. Esse problema tem origem nas falhas de mercado e de regulação, bem como nas características de indústria de rede da indústria do gás natural, que induzem à verticalização e elevada concentração da propriedade das instalações da indústria, criando incentivos ao estabelecimento de um monopólio de fato. Além disso, não se pode desconsiderar o histórico nacional que garantiu o monopólio ao Estado nacional ao longo de décadas, exercido pela empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), firma incumbente na Indústria de Gás Natural (IGN).

Diante disso, o problema regulatório do acesso às infraestruturas essenciais de gás natural pode ser representado na Figura S.1, que ressalta: (i) suas causas decorrentes das falhas de mercado, das falhas regulatórias e da caracterização da IGN como indústria de rede; e (ii) suas consequências relacionadas à possibilidade exercício de poder de mercado por empresas verticalmente integradas, que potencialmente levam a adoção de condutas anticompetitivas e, portanto, a um equilíbrio de mercado com preços elevados e oferta reduzida em comparação com o equilíbrio que haveria na hipótese de mercado de livre concorrência, sem a presença e eventual exercício de poder de mercado que visa a explorar falhas de mercado e se apropriar de um fluxo de lucro maior.

Figura S.1 - Árvore do problema regulatório



Fonte: Elaboração a partir dos debates do GT.

O objetivo primário da regulação em análise deve ser assegurar o acesso negociado e não discriminatório, tal como preconizado pelo art. 28 da Nova Lei do gás. Esse acesso deve ser

objeto de nova resolução, que estabeleça parâmetros mínimos das negociações entre os agentes, além de determinar ou incentivar comportamentos aos agentes envolvidos nestas negociações.

Além disso, como objetivos secundários, podemos incluir dois elementos adicionais:

- i. a promoção da concorrência no elo da comercialização;
- ii. elementos que amparem ou estimulem os agentes a adotarem comportamentos condizentes com o amadurecimento do mercado nacional de gás natural.

Esses dois elementos devem equilibrar os legítimos interesses de terceiros interessados no acesso bem como limitar o poder de mercado dos proprietários das instalações. Se por um lado, a normativa brasileira assegurou o direito de terceiros acessarem as infraestruturas como elemento de promoção da concorrência no elo a jusante das instalações (i.e., no elo da comercialização do gás natural), por outro lado, o proprietário do ativo conta com legítima expectativa de obter a devida remuneração pelos seus gastos operacionais e pelos investimentos realizados.

III. HISTÓRICO

A opção pelo regime de acesso aos gasodutos de escoamento da produção, aos polos de processamento de gás natural e aos terminais de GNL (infraestruturas de gás natural) previsto no novo marco legal da indústria do gás natural, a Lei nº 14.134/2021, decorreu dos debates no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, lançado em junho de 2016, pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

O objetivo da iniciativa Gás para Crescer foi estudar e elaborar propostas para aprimorar o funcionamento da indústria do gás natural, diante de um cenário de redução da participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, a partir do anúncio pela companhia do seu plano de desinvestimento em meados do ano de 2015.

Em especial, as questões relativas ao acesso e terceiros às infraestruturas de gás natural ficaram a cargo do Subcomitê 1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL (SC1 CT-GN), sendo os seguintes os pontos debatidos pelos membros do subcomitê:

- Publicidades das informações;
- Acesso regulado ou negociado;
- Preferência do proprietário;
- Recusa de acesso;
- Remuneração do acesso; e
- Resolução de conflitos.

Com base no relatório final do SC1 CT-GN, elaborado a partir de um rito semelhante aos processos de Consulta e Audiência Públicas adotadas pela ANP na elaboração das suas normas, com ampla participação social, o Comitê Técnico de Gás Natural, procedeu à incorporação da previsão do regime de acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural no Substitutivo do Deputado Marcus Vicente ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 (“Substitutivo do PL nº 6.407/2013”), apresentado em dezembro de 2017 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. No entanto, o Parecer não chegou a ser votado.

Em 2018, foi publicado o Decreto nº 9.616/2018, adotando aquelas medidas da iniciativa Gás para Crescer passíveis de implementação por meio da regulamentação infralegal. Dessa forma, as alterações foram feitas no Decreto nº 7.382/2010, que regulamentava a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 (“Lei do Gás”).

Em 2019, em uma nova iniciativa por parte do Governo Federal para promover a abertura do mercado de gás natural, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do

Mercado de Gás Natural no Brasil, por meio da Resolução CNPE nº 4, de 09 de abril de 2019, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Como resultado das propostas apresentadas pelo Comitê, o CNPE aprovou, a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, a qual estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à abertura no mercado de gás natural. Estabeleceu, também, como sendo de interesse da Política Energética Nacional, que o agente que viesse a ocupar posição dominante no setor de gás natural a observância de uma série de medidas estruturais e comportamentais.

Da mesma forma que o Decreto nº 9.616/2018, a Resolução CNPE nº 16/2019 visou antecipar e reforçar a necessidade do estabelecimento de regras para o acesso negocial e não discriminatório ao escoamento de gás natural, ao processamento e aos terminais de GNL, além dos aspectos de transparência e publicidade das informações necessárias para a concretização do acesso de terceiros a estas infraestruturas de gás.

Concomitantemente à publicação da Resolução CNPE, ocorreu o lançamento do Programa Novo Mercado do Gás Natural e a instituição do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN).

O CMGN teve como objetivo monitorar as medidas do Programa Novo Mercado do Gás Natural e acompanhar o andamento do compromisso estabelecido por meio do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado em 9 de julho de 2019 entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

Inicialmente, o Programa Novo Mercado de Gás procurou implementar as medidas para o desenho do novo mercado de gás natural com foco nas normas infralegais (decretos e resoluções), e com uma estratégia mais negocial com as unidades da federação e com o agente dominante do mercado, a Petrobras. Não obstante, havia ainda a necessidade de alterações no marco legal do setor de gás natural para a concretização do novo mercado.

Os esforços do CMGN também se deram na aprovação do novo marco legal do gás natural. Ainda em 2019, um novo Substitutivo foi apresentado para o PL nº 6.407/2013 pelo Relator Dep. Silas Câmara na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. Aprovado na Comissão, foi submetido ao Plenário da Câmara dos Deputados sob regime de urgência, sendo o Relator o Dep. Laércio Oliveira. Aprovado na Câmara dos Deputados com ampla maioria, foi encaminhado para o Senado Federal, onde tramitou como PL nº 4.476/2020 e recebeu emendas.

De volta ao Plenário da Câmara dos Deputados, o projeto de lei foi novamente aprovado, sendo a Nova Lei do Gás sancionada como Lei nº 14.134 pelo Presidente da República na data de 08 de abril de 2021. A Nova Lei do Gás, revogou a Lei do Gás anterior e estabeleceu o novo marco legal da Indústria de Gás Natural do Brasil.

Importante destacar que no contexto do já mencionado programa Novo Mercado de Gás e do surgimento do novo marco legal, o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado entre o CADE e a Petrobras, teve o condão de promover a desconcentração do mercado e o acesso de terceiro às infraestruturas essenciais de gás. No entanto, mesmo diante dos compromissos assumidos, diversas foram as ocasiões em que se identificam obstáculos concretos e protelações por parte da Petrobras para a negociação do acesso. Além disso, houve medidas tomadas que não podiam ser consideradas como acesso de terceiros, nos termos do disposto na Lei nº 14.134. Trata-se de casos que trouxeram valiosas lições, são eles:

- Acesso aos gasodutos de escoamento do Polo de Peroá (ES) e à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (ES)

- Acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré (RN);
- Assinatura dos contratos do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e de Processamento (SIP) da Petrobras com parceiros;
- Renegociação dos contratos com as distribuidoras e judicialização mediante indício de adoção de conduta anticoncorrencial por parte da Petrobras
- O arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, da Petrobras para a Excelerate;
- A tentativa de “promoção do acesso simplificado” ao Terminal de GNL de Pecém (TR-Pecém).

Dentre as lições aprendidas, verificou-se que, a partir da análise da negociação para o acesso aos gasodutos de escoamento da produção e acesso à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (ES), a regulação deve limitar a negativa de acesso a elementos estritamente técnicos, sendo importante também a supervisão regulatória para limitar a imposição de obstáculos que impeçam o acesso e, consequentemente, restrinjam a concorrência no mercado de comercialização.

Em relação ao caso do acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré (RN), é possível extrair quatro lições. Em primeiro lugar, tal como no caso de Cacimbas (ES), as negativas de acesso devem ser fundamentadas e justificadas com base em elementos técnicos, dentre os quais não devem constar a necessidade de obras que, do ponto de vista regulatório ou operacional, não sejam estritamente impeditivas para a concessão do acesso naquele momento. Em segundo lugar, a ausência de prazo máximo de negociações entre os agentes interessados pode representar um elemento para a protelação das negociações. Em terceiro lugar, findo o prazo de negociação, deve-se avaliar a necessidade de a ANP analisar, de ofício, eventual protelação das negociações. Em quarto lugar, é importante que a remuneração calculada pelo proprietário e negociada entre as partes seja baseada em critérios claros, objetivos e públicos.

Em relação aos mencionados processos de acesso aos terminais de GNL, tanto o arrendamento ao TR-BA como a tentativa de acesso simplificado ao TR-Pecém não podem ser considerados modalidades de acesso. Nenhum dos dois processos contemplou elementos para se configurar como oferta negociada de acesso de terceiros, tais como disponibilização de informações mínimas entre operadores e interessados, procedimentos para resolução de conflitos, dentre outros elementos abordados ao longo do presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

Ainda em relação ao acesso de terceiros aos terminais de GNL, é relevante abordar a importância da conexão dessas instalações às redes de transporte de gás natural, tanto para viabilizar o acesso aos terminais como para permitir maior liquidez ao mercado de comercialização de gás natural, conforme asseverado na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022. Essa Nota também destacou que os terminais de GNL brasileiros originalmente concebidos para dedicação exclusiva a projeto de geração termelétrica (que operam de forma isolada) já adotam medidas concretas para conexão à malha de transporte de gás natural, tendo em vista benefícios diversos associados à interconexão.

Independentemente das vantagens atreladas à conexão de terminais de GNL nas redes de transporte, pode haver casos em que os operadores desses terminais não se interessem em construir gasodutos que os liguem a esses sistemas. Apesar de não ser possível obrigar que terminais de regaseificação implementem conexões a suas expensas, não há justificativa plausível que permita um operador ou proprietário de terminal de GNL recusar investimentos de terceiros que visem a conectá-lo ao transporte, desde que preservadas a segurança operacional e a integridade das instalações. Tal prerrogativa já é parte da regulamentação existente para o acesso de terceiros a terminais aquaviários de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, conforme art. 29 da Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022.

IV. AGENTES ECONÔMICOS, USUÁRIOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DEMAIS AFETADOS

De uma forma geral, são afetados todos os agentes da indústria do gás natural, da exploração aos usuários finais, passando pela produção, processamento, transporte, distribuição, carregadores, comercializadores e usuários finais, uma vez que todos dependem do conjunto de infraestruturas essenciais de gás natural. No entanto, os agentes diretamente e mais incisivamente afetados são os operadores dessas infraestruturas, apontados no art. 28 da Nova Lei do Gás, que, a depender, da regulamentação a ser editada, deverão tomar medidas e executar ações específicas para seu atendimento.

Com relação aos gasodutos de escoamento da produção de gás natural, os primeiros agentes econômicos diretamente afetados pela edição de normativo que viabiliza o acesso de terceiros às instalações essenciais de escoamento são os atuais detentores dessas instalações. Atualmente, há cerca de 2700 km de gasodutos de escoamento da produção em operação no Brasil, sendo a Petrobras operadora de 90% desses dutos. Da mesma forma, os agentes produtores de gás natural também serão afetados com a possibilidade de novos meios de movimentação do gás natural produzido.

Em relação às unidades de processamento ou tratamento de gás natural, os agentes primordialmente afetados pela regulamentação a ser editada são aqueles responsáveis pela operação das instalações, além daqueles que constroem ou pretendam projetar ou construir tais infraestruturas. Atualmente, a capacidade de processamento de gás natural do Brasil é de aproximadamente 101,8 milhões de m³ por dia, sendo a Petrobras a detentora da maioria dos polos de processamento de gás natural.

A terceira categoria de agentes diretamente afetados, conforme estabelecido pelo art. 28 da Nova Lei do Gás, são aqueles responsáveis pela operação de terminais de GNL atualmente implantados no Brasil, bem como aqueles que estejam atualmente construindo ou planejando novos terminais. Todos eles são terminais de regaseificação de GNL, não havendo, até o momento, terminais de liquefação em operação, construção ou em planejamento.

Além dos operadores, os agentes que utilizem ou pretendam utilizar a capacidade das instalações essenciais de gás natural também serão diretamente afetados pela regulamentação do tema, seja pelo efetivo exercício do direito ao acesso, preconizado na Lei nº 14.134/2021, ou pelas obrigações que também serão estabelecidas para os potenciais usuários dos serviços de escoamento, processamento ou regaseificação, a fim de que os operadores possam efetivamente lhes prestar esses serviços.

IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte

As unidades de tratamento ou processamento de gás natural, os terminais de GNL e a imensa maioria dos gasodutos de escoamento da produção existentes ou planejados no Brasil são detidos e/ou operados por agentes que não se enquadram como microempresas ou empresas de pequeno porte, nos termos da Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006 (art. 3º, incisos I e II).

Vale ressaltar que no segmento de exploração e produção de petróleo e gás, um agente econômico é classificado como de pequeno ou médio porte de acordo com sua produção diária de hidrocarbonetos, nos termos da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014. No entanto, mesmo para esses pequenos e médios produtores, não se vislumbra que as alternativas regulatórias obtidas, conforme as avaliações apresentadas na Seção XII do presente Relatório de AIR, impliquem custos regulatórios ou dificuldades de implantação superiores, ou que

proporcionalmente sejam mais significativos, que aqueles que serão arcados por proprietários ou operadores de maior porte.

Ao contrário, os efeitos da regulamentação ora em construção têm o potencial de beneficiar operadores (produtores), comercializadores, usuários ou outros agentes regulados que se enquadrem como de pequeno porte, que não possuem capacidade financeira para investir na implementação das infraestruturas essenciais necessárias à movimentação de seu próprio gás natural. Dessa forma, é possível que as empresas de pequeno ou médio porte do setor de petróleo e gás sejam as que mais vantagens auferiram com a futura entrada em vigor da regulamentação de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás.

V. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A Lei nº 14.134, editada em 08 de abril de 2021 e publicada no Diário Oficial da União de 09 de abril de 2021, a Nova Lei do Gás, 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 nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), e nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Em relação ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural na Nova Lei do Gás, merecem destaque os arts. 2º e 28, transcritos abaixo:

“Art. 2º O proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) deverá disponibilizar, em meio eletrônico acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.

(...)

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.” (Grifos nossos).

Adicionalmente ao disposto nos arts. 2º e 28 da Lei do Gás, o Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021 (Decreto nº 10.712/2021), o decreto regulamentador da Nova Lei do Gás, trouxe disposições complementares para a regulamentação do acesso negociado das infraestruturas de gás natural por meio dos seus arts. 16 e 17, transcritos a seguir:

“Art. 16. 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 se dará de forma transparente.

§ 1º A regulação da ANP poderá estabelecer prazos e condições para a negociação do acesso de que trata o caput, inclusive em relação às cláusulas de confidencialidade, observada a comunicação tempestiva à referida Agência sobre o início das tratativas e a ocorrência de controvérsia.

§ 2º Quando a negociação para obtenção dos serviços de que trata o caput não for concluída no prazo a ser definido na regulação, a ANP poderá atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

§ 3º As cláusulas de confidencialidade em relação às tratativas não afastam o acesso da ANP às informações, nos termos do inciso XVII do caput do art. 8º da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 17. A ANP poderá dar publicidade aos projetos de construção de gasodutos de escoamento e de unidades de processamento de gás natural, de forma a possibilitar a coordenação entre os proprietários das instalações e os agentes interessados no acesso.” (Grifos nossos).

Em 3 de maio de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de nº 3, de 7 de abril de 2022 (Resolução CNPE nº 03/2022), que estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências.

Por fim, a Resolução CNPE nº 03/2022 surgiu como resultado dos trabalhos realizados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), responsável pelo acompanhamento da implantação do Programa Novo Mercado de Gás. O art. 10 da referida Resolução é inteiramente dedicado ao acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais e aponta princípios gerais que deverão ser observados até a regulamentação do acesso às infraestruturas de gás natural, objeto do grupo de trabalho instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo ANP nº 48610.205614/2022-48), dentre os quais se incluem: (i) a necessidade de todos os envolvidos na negociação em cooperar ativamente para que o acesso ocorra de forma efetiva; (ii) a necessidade de as negociações entre o proprietário

e o usuário em relação ao uso de uma instalação serem organizadas e conduzidas em um espírito de integridade e boa-fé, de acordo com a boa governança corporativa e de forma que as negociações não forneçam a uma das partes uma vantagem excessiva às custas do outro; (iii) a necessidade de estabelecer previamente, com ampla divulgação, as condições do acesso; (iv) não exigir participação societária como condição de acesso; (v) a necessidade de estabelecer remuneração com base em critérios objetivos e considerando um retorno justo e adequado ao investimento; e (vi) a necessidade de justificar as recusas ao acesso, dentre outros.

VI. OBJETIVOS A SEREM ALCANÇADOS

O objetivo da proposta de regulamentação a ser editada é o de solucionar o problema regulatório identificado e apresentado na Seção II e Subseção II.5, qual seja, o de assegurar o acesso negociado e não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, cumprindo desta forma o disposto no art. 28 da Nova Lei do Gás.

VII. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS POSSÍVEIS PARA ENFRENTAMENTO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

Para compreender melhor as possíveis alternativas para enfrentamento do problema regulatório, é interessante revisitar os antecedentes da Lei nº 14.134/2021. Dessa forma, na presente seção, são apresentados os debates que levaram a esse novo marco legal, com foco especialmente nas discussões que determinaram, nos termos do art. 28 da Nova Lei do Gás, que o acesso aos gasodutos de escoamento, às unidades de processamento e tratamento de gás e aos terminais de GNL se daria por meio da modalidade negociada.

O Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, com base nas suas atribuições estabelecidas no seu ato de constituição, e com o objetivo de dar suporte à aprovação do novo marco legal da indústria do gás natural, realizou a avaliação de uma série de alternativas para a abertura do mercado de gás natural, denominando-as da seguinte maneira: “Sem Novo Mercado de Gás”, “Alternativa Intermediária” e “Novo Mercado de Gás”. Dentro de cada uma destas alternativas foram avaliados diferentes critérios, quantitativos e qualitativos, em relação às variáveis consideradas de interesse, a partir de uma abordagem de análise multicritério das propostas.

No caso das infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento da produção, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL), foram avaliadas como opções a evolução das regras de acesso para cada tipo de instalação: “Ausência de Acesso – AA”, “Acesso Negocial com Autorregulação – ANCAR”, “Acesso Negocial com Arbitramento pela ANP – ANCA” e “Acesso Negocial com Diretrizes e possibilidade de Arbitramento da ANP – ANDPA”. Na análise das opções para cada instalação correspondente às alternativas, a opção “Sem Novo Mercado de Gás” corresponderia àquela em não haveria acesso a nenhuma das infraestruturas essenciais de gás natural (opção AA). Na “Alternativa Intermediária”, o acesso seria do tipo negocial com autorregulação (opção ANCAR) e, finalmente, na alternativa “Novo Mercado de Gás”, o acesso seria negocial com diretrizes de acesso e possibilidade de arbitramento pela ANP (opção ANDPA). A partir das contribuições coletadas junto aos agentes do mercado e dos membros do Comitê, a alternativa correspondente ao “Novo Mercado de Gás” foi considerada a mais robusta na medida em que dominou globalmente (todos os critérios) em relação as demais alternativas (MME, 2019a).

Uma vez que a alternativa eleita contemplou a opção ANDPA, a qual já fora comparada tanto à opção de não regular (AA), quanto a opção intermediária de autorregulação pelo mercado (ANCAR), e em consonância com o disposto na redação do art. 28 da Nova Lei do Gás, entende-se que o ideal, neste processo de AIR, é a avaliação daquelas alternativas que sejam derivadas do modelo referente ao acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados, com diretrizes de acesso postas pela ANP e possibilidade de arbitramento pela Agência, que é o que contempla o presente relatório, cuja Seção XII apresenta as alternativas regulatórias avaliadas.

Não obstante, como será visto na Seção XII, para cada um dos temas considerados, uma alternativa equivalente a “não ação” ou “manutenção do *status quo*” foi objeto de avaliação com base nos critérios selecionados. Entende-se que este tipo de abordagem atende ao disposto no inciso VI do art. 6º do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, o qual estabelece que devem ser consideradas “(...) as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas”.

VIII. EXPOSIÇÃO DOS POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

Conforme mencionado na Seção VII, a análise multicritério conduzida pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, em 2019, período anterior à edição da Nova Lei do Gás, concluiu que a adoção do modelo de “Acesso Negocial com Diretrizes e possibilidade de Arbitramento da ANP – ANDPA” era o que melhor contribuiria para o desenvolvimento de um mercado de gás com maior diversidade de agentes. Esse modelo foi considerado o mais adequado para, por meio da utilização mais intensa do gás natural, promover a reindustrialização do país, o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e a geração de empregos. Dessa forma, o acesso negociado e não discriminatório foi incorporado ao substitutivo de 2017 do Projeto de Lei nº 6.407/2013 e, posteriormente, como já explicitado, passou a fazer parte do novo marco legal do setor brasileiro de gás natural editado em 8 de abril de 2021, a Lei nº 14.134. Este pode ser considerado o primeiro movimento de avaliação de impacto das alternativas levadas em conta para a estrutura legal do setor de gás, especificamente no que tange ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural. Deste primeiro movimento, a opção supracitada (ANDPA) foi materializada no art. 28 da Nova Lei do Gás.

O presente Relatório de AIR avalia as opções regulatórias possíveis para regulamentar o art. 28. Em outras palavras, o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil se preocupou em avaliar opções legais para constar no então futuro marco legal a ser editado. A presente Análise de Impacto Regulatório, por sua vez, busca avaliar as opções regulatórias para a futura regulamentação a ser editada, a fim de viabilizar a plena aplicação dos ditames da Nova Lei do Gás.

Nesse sentido, diversos temas foram considerados para a regulamentação do referido artigo, tais como a desverticalização, a preferência do proprietário, a disponibilização de informações, dentre outras, para identificar, para cada um desses temas, a melhor alternativa regulatória. O detalhamento destes temas e das alternativas regulatórias consideradas está apresentado na Seção XII do presente relatório de AIR, que foi construída a partir das informações recolhidas nos processos de participação social empreendidos no âmbito da Ação 2.12 da Agenda Regulatória da ANP (Seção IX) e do mapeamento da experiência internacional (Seção X).

Conforme brevemente destacado na Seção XI, não se vislumbra, para nenhuma das opções regulatórias avaliadas e escolhidas, conforme apresentado na Seção XII, risco de edição de ato normativo que represente barreira à entrada de novos agentes no mercado de gás natural.

Ao contrário: por meio de ações a serem inseridas na futura regulamentação, que conduzirão à maior transparência das negociações, à maior disponibilidade de informações necessárias ao acesso e à promoção da mediação ou conciliação para a resolução de conflitos, dentre outras, espera-se que seja facilitada e incentivada a entrada de novos agentes no mercado de gás, aumentando a concorrência por meio do uso otimizado de novas capacidades e inibindo impactos ambientais e sociais advindos de investimentos que necessariamente teriam que ser realizados caso não houvesse acesso.

IX. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

IX.1. A Consulta Prévia nº 1/2023

Por meio da Consulta Prévia nº 01/2023, a ANP recebeu comentários e sugestões da sociedade pelo prazo de 78 dias, entre 31 de janeiro e 19 de abril de 2023 acerca do teor da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, intitulada “Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)” (documentos SEI nº 2782589).

A etapa de Consulta Prévia proporcionou ao órgão regulador a oportunidade de ouvir a sociedade sobre temas que norteiam a proposição da regulamentação, tais como a supervisão regulatória do agente verticalizado, a preferência do proprietário, as diretrizes dos códigos de conduta e prática de acesso, a resolução de conflitos, dentre outros.

Os comentários foram recebidos por meio de formulário eletrônico, no qual constavam 44 questões, distribuídas por 10 temas:

- Questões 1 a 4: Quadro Temático 1 – Supervisão regulatória do agente verticalmente integrado (tema “Agente Verticalizado”)
- Questões 5 a 8: Quadro Temático 2 – Preferência do Proprietário (tema “Preferência do Proprietário”)
- Questões 9 a 14: Quadro Temático 3 - Negociação
- Questões 15 a 17: Quadro Temático 4 - Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso
- Questões 18 a 21: Quadro Temático 5 - Resolução de Conflitos
- Questões 22 a 28: Quadro Temático 6 - Disponibilização de Informações
- Questões 29 a 33: Quadro Temático 7 - Procedimento de Congestionamento de Capacidade
- Questões 34 a 37: Quadro Temático 8 - Sistemas Integrados de Escoamento (SIEs) e de Processamento (SIPs)
- Questões 38 a 40: Quadro Temático 9 - Condições e Critérios para Cessão Compulsória de Capacidade
- Questões 41 a 44: Quadro Temático 10 - Outros temas

Foram recebidas 556 contribuições de 20 manifestantes, sendo 8 agentes econômicos, 8 órgãos de classe ou associações, 1 instituição governamental e 3 classificados como outros, conforme o Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023. Os cinco temas mais comentados foram: (1º) Disponibilização de Informações (91 contribuições ou 16% do total); (2º) Negociação (85 contribuições ou 15%); (3º) Congestionamento de Capacidade (62 contribuições ou 11%); (4º) Supervisão do Agente Verticalizado (59 contribuições ou 11%); e (5º) Preferência do proprietário (54 contribuições ou 10%).

Após a realização da Consulta Prévia, para cada bloco de perguntas, houve a categorização das contribuições para avaliação objetiva do conteúdo, bem como sumarização dos principais aspectos abordados em cada conjunto de respostas. No Anexo A deste relatório está a consolidação das contribuições apuradas na Consulta Prévia e que apoiaram o estudo para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

Ainda durante o período de recebimento de comentários da Consulta Prévia nº 1/2023, foi realizado um workshop que teve dois dias de duração, cujos detalhes são apresentados na próxima subseção.

IX.2 O Workshop Acesso às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural

A ANP organizou e promoveu, nos dias 9 e 10 de março de 2023, o “Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural”, cujo objetivo foi o de discutir aspectos gerais do acesso às infraestruturas essenciais, levantados pelo Grupo de Trabalho da ANP para regulamentação do tema na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022. Tratou-se de evento complementar à Consulta Prévia nº 1/2023, realizado ainda durante o prazo inicial dessa consulta. O Workshop pode ser acessado por meio dos seguintes links: <https://www.youtube.com/watch?v=Snnz3kXfSNA&t=5333s> (dia 9/3/2023) e <https://www.youtube.com/watch?v=fGBjDJWWoZE> (dia 10/3/2023).

O Workshop foi dividido em quatro grandes blocos: no primeiro dia, um bloco dedicado à participação das instituições governamentais, a saber, a ANP, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e um bloco para agentes ou associações dedicadas à produção, escoamento e processamento de gás. No segundo dia, houve um bloco para operadores de terminais de GNL e um bloco final cujo foco foi a resolução de conflitos. Os pontos trazidos no Workshop, detalhados no presente Relatório de AIR, também foram importantes para os debates e discussões necessários à avaliação de impacto regulatório.

X. MAPEAMENTO DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO IDENTIFICADO

Nesta Seção, são descritas experiências internacionais acerca do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento e processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Também serão objeto da presente seção do Relatório de AIR as questões relativas às resoluções de conflito que envolvem solicitações de acesso por parte de terceiros interessados, sem o aprofundamento dos aspectos relacionados com seus procedimentos, tal como realizado na Seção 8 da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, mas com foco no papel dos entes reguladores na solução de controvérsias advindas das negociações de acesso.

No presente Relatório de AIR, a opção de apresentar em conjunto a literatura internacional para acesso ao escoamento e ao processamento decorre dos resultados das pesquisas realizadas pela equipe responsável pela elaboração do estudo, os quais evidenciaram ser comum a regulação de alguns países tratar o escoamento e o processamento de forma agregada. São apresentadas as experiências do Reino Unido, da Noruega, dos Estados Unidos e da Dinamarca.

Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento no Reino Unido, destacam-se:

- A necessidade de ser dada publicidade às condições comerciais para o acesso;
- A elaboração de um Código de Conduta e Prática para o Acesso, documento de adesão voluntário que estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação do acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido, elaborado com a consultoria do ente governamental responsável pelo licenciamento e regulação das atividades de produção de petróleo e gás natural; e
- A estipulação de regras e procedimentos para a resolução de conflitos de acesso às infraestruturas de petróleo e gás natural por meio de Guia de Resolução de Conflitos.

Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento na Noruega, podem ser citadas:

- A operação integrada de gasodutos de escoamento da produção, instalações de processamento e gasodutos de transporte (rede de gasodutos *upstream*), com o objetivo principal de exportação para o mercado de gás natural europeu, por um operador de sistema independente; e
- A oferta de serviços de transporte em capacidade disponível e ociosa por parte do operador da rede de gasodutos *upstream*, em nome dos proprietários, de maneira não discriminatória e com o objetivo de maximização da utilização da rede.

Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento nos Estados Unidos, destaca-se:

- O estímulo ao descomissionamento de instalações ociosas em detrimento do incentivo ao acesso de terceiros, por motivo de segurança e prevenção a acidentes, em razão da localização das instalações de produção em uma região de ocorrência de furacões.

Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento na Dinamarca, são importantes:

- A exigência legal de elaboração de um Plano de Negociação e sua submissão ao regulador;
- A necessidade de os preços e condições negociados serem notificados ao órgão regulador independente, a quem cabe verificar se estes estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis.

Em relação ao acesso aos terminais de GNL na Europa, destacam-se os seguintes aspectos:

- O acesso é mandatório, mas existe possibilidade de adiá-lo (excetuá-lo por um período) a partir de alguns fatores, como, por exemplo, a presença de riscos altos para a implantação da instalação;
- Há a necessidade de prover uma série de informações, inclusive aos operadores das redes a jusante, para garantir a eficiência da operação das redes. Dentre outras informações que devem ser disponibilizadas, incluem-se períodos de manutenções;

- Há a necessidade de ações para evitar vantagem indevida de participantes verticalmente integrados aos operadores dos terminais de GNL, o que inclui, por exemplo, instituição de *firewalls* entre o operador e o ramo responsável pela produção ou suprimento;
- Há a necessidade de publicação de metodologia de cálculo da capacidade de transporte e mecanismo do processo de alocação de capacidade (por exemplo, “*pro-rata*” ou “*first-committed-first-served*”);
- Devem ser apresentadas justificativas para negativas de acesso;
- Devem ser criadas condições para que a capacidade ociosa seja aproveitada pelo mercado, o que inclui a liberação da capacidade ociosa sistematicamente subutilizada.

Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Reino Unido:

- É necessário publicar as condições comerciais para o acesso de terceiros;
- É possível pedido de resolução de conflito junto ao órgão regulador;
- É possível a exceção ao livre acesso de terceiros por um período a ser determinado.

Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Japão:

- É necessária a publicação de termos e condições de acesso;
- Deve haver “remunerações idênticas para condições idênticas” (não discriminação);
- A negativa ou limitação do acesso deve ser condicionado a alguns fatores, tais como força maior, ocorrência de incidentes ou inadimplência do terceiro interessado.

No que se refere aos procedimentos de resolução de conflitos relativos ao acesso de terceiros interessados, foram apresentadas as experiências internacionais do Reino Unido e da Austrália, partir da tradução livre dos Guias disponíveis.

Não obstante o poder conferido às autoridades reguladoras para solução das controvérsias, nas duas experiências analisadas existem incentivos para que as partes em disputa solucionem o conflito. Além disso, mesmo após aberto um processo para intervenção do regulador em disputas, a preferência é pela solução das controvérsias pelas partes.

Dessa forma, a partir das experiências elencadas é possível verificar que o processo de resolução de disputas pelo regulador deve ser entendido como a “última instância” nas negociações de acesso de modo que devem ser desenvolvidos incentivos à resolução pelas partes, o que, de acordo com a experiência internacional, podem incluir: (i) melhoria do nível e da qualidade das informações publicadas sobre as infraestruturas e serviços oferecidos de modo a melhorar a qualidade das negociações e favorecer o acesso de terceiros às instalações; e (ii) a adoção de códigos voluntários de práticas de acesso que contenham informações e procedimentos detalhados (incluindo prazos indicativos) sobre os pedidos de acesso e o processo de negociação.

Independentemente de previsões para a resolução de conflitos entre as partes envolvidas, o procedimento de soluções de controvérsias deve:

- ser bem estruturado e consonante com a legislação em vigor;
- buscar tratar os pedidos de resolução de conflitos de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários;

- evitar que seja passível de utilização como forma de procrastinação ou impedimento ao acesso de terceiros interessados;
- conter, no mínimo: os princípios a serem seguidos; indicação das atribuições do regulador e das partes; prazos; a abordagem que será utilizada na apreciação dos pedidos; e orientação sobre o tratamento confidencial de informações.

Dada a complexidade dos processos de resolução de disputa deve-se avaliar as necessidades relativas ao empreendimento da tarefa, pela Agência, tais como: (i) adequação organizacional; e (ii) adequação e melhoria de recursos a serem empreendidos.

XI. RISCOS E EFEITOS DO ATO NORMATIVO

Não se vislumbra, para nenhuma das opções regulatórias avaliadas e escolhidas, conforme apresentado na Seção XII, risco de edição de ato normativo que represente barreira à entrada de novos agentes no mercado de gás natural. Ao contrário: por meio das regras a serem inseridas na futura regulamentação, cujo resultado previsto é a garantia de transparência das negociações, a disponibilidade de informações necessárias ao acesso, a promoção da mediação ou conciliação para a resolução de conflitos, dentre outras, espera-se que seja facilitada e incentivada a entrada de novos agentes no mercado de gás, aumentando a concorrência por meio do uso otimizado de novas capacidades e inibindo impactos ambientais e sociais advindos de investimentos que necessariamente teriam que ser realizados caso não houvesse acesso.

Por fim, vale destacar que, conforme será mais bem detalhado na Seção XII, as alternativas escolhidas levaram em conta, além das melhores opções identificadas na análise multicritério, a aderência legal dessas opções em relação à Nova Lei do Gás.

XII. METODOLOGIA DE AIR PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

A necessidade de realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é estabelecida tanto na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a “Lei das Agências”, como na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, a “Lei de Liberdade Econômica”, respectivamente nos artigos 6º e 5º desses instrumentos legais.

Para fins da AIR de que trata o presente caso concreto, relativo à regulamentação do acesso negociado e não discriminatório a gasodutos de escoamento da produção, unidades de processamento ou tratamento de gás natural e terminais de GNL, de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, foi adotada a análise multicritério (inciso I do art. 7º do Decreto nº 10.411/2020), considerada adequada devido ao ineditismo da regulamentação no Brasil e à consequente escassez de dados que permitissem outras avaliações, tais como a metodologia custo-benefício. Além disso, a metodologia multicritério foi considerada adequada por permitir comparações consistentes entre critérios e alternativas levadas em conta para solução do problema regulatório identificado.

XII.1. Análise Multicritério: o Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP)

A análise multicritério adotada foi a metodologia de decisão multicritério conhecida como Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP), desenvolvida por Thomas Saaty (1991), que se baseia em medições relativas, para fins de avaliação da priorização de critérios e alternativas que levarão à resolução de um determinado objetivo.

Para aplicação da metodologia, primeiramente é definido o objetivo a ser alcançado. Como a metodologia prevê a solução hierarquizada de problemas, em seguida são estabelecidos os critérios necessários para a solução do problema regulatório, os quais são priorizados a partir do julgamento entre os critérios, tomando-se como referência a escala de importância fundamental de Saaty, reproduzida na Tabela S.2.

Tabela S.2 - Comparações das relevâncias entre critérios ou alternativas do AHP

Valor da importância	Valor	Recíproca*	Explicação
Igual (indiferente)	1	1	Os dois critérios ou alternativas contribuem igualmente para o objetivo.
Valor intermediário	2	1/2	Valor intermediário entre importância igual e moderada.
Moderada	3	1/3	A experiência e/ou o julgamento favorecem moderadamente um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	4	1/4	Valor intermediário entre importância moderada e importância maior.
Mais importante	5	1/5	A experiência e/ou o julgamento favorecem mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	6	1/6	Valor intermediário entre importância maior e importância muito maior.
Muito mais importante	7	1/7	A experiência e/ou o julgamento favorecem muito mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	8	1/8	Valor intermediário entre importância muito maior e importância extremamente muito maior.
Extremamente mais importante	9	1/9	A experiência e/ou o julgamento favorecem absolutamente mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.

*Se o critério ou alternativa *i* recebe um determinado valor quando comparado com o critério ou alternativa *j*, então *j* tem o valor inverso quando comparado com *i*.

Fonte: Adaptado de Saaty (1991).

O julgamento é realizado entre “n” critérios ou “n” alternativas, em uma matriz de “n” colunas e “n” linhas, gerando uma série de comparações cuja magnitude é dada pela escala de importância fundamental de Saaty.

Após os julgamentos, seja para comparar critérios ou para comparar alternativas, é necessário realizar a avaliação da consistência entre os julgamentos, uma vez que, conforme ANAC (2019), dificilmente um tomador de decisão consegue fazer comparações de pares perfeitamente consistentes. A razão de consistência deve ser sempre inferior a 10%. Caso contrário os julgamentos devem ser refeitos.

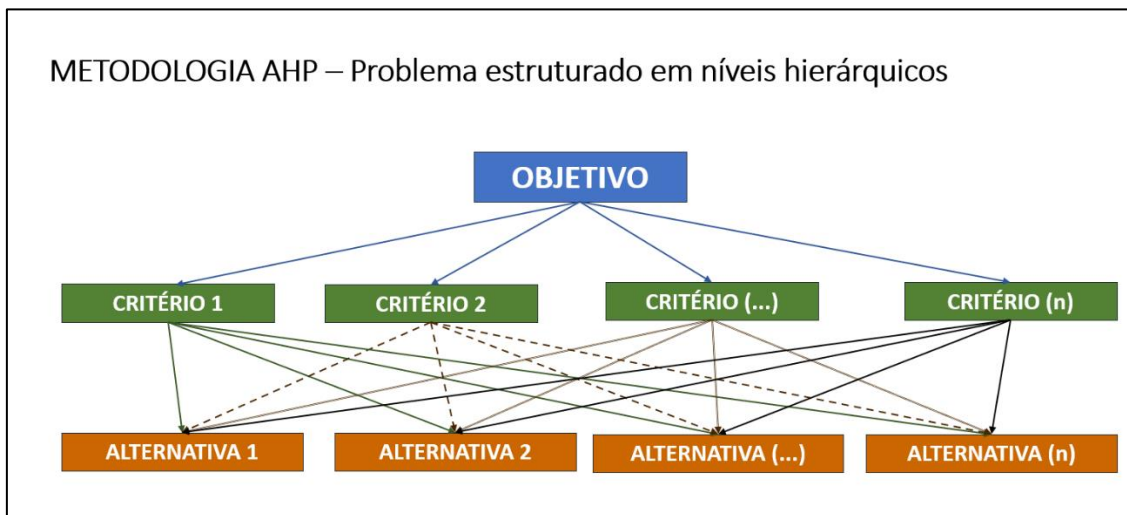
XII.2. Aplicação da Metodologia AHP para a Escolha das Alternativas Regulatórias por Tema

No caso em tela, o objetivo é o problema regulatório identificado e descrito nas Seções II e VI, que consiste em assegurar o acesso negociado e não discriminatório aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, conforme art. 28 da Nova Lei do Gás.

Tendo em vista o objetivo regulatório e a adoção da metodologia multicritério AHP, o problema foi estruturado conforme o esquema retratado na Figura S.2, em que são definidos critérios formulados com o objetivo de solucionar o problema regulatório. Assim, a aplicação do método se deu nas seguintes etapas:

1. Primeiramente, foi determinada a importância relativa entre os critérios de forma a identificar em que grau cada um deles, em relação a um outro, contribui para a solução do problema regulatório (ou contribui para atingir o objetivo regulatório). Dessa forma, atribuiu-se a cada par de critérios um valor da escala fundamental de Saaty correspondente ao grau de importância relativa estimado ou julgado. A consistência dos julgamentos também foi determinada;
2. Em seguida, foram formuladas alternativas regulatórias e foi realizado o julgamento da importância relativa entre as alternativas, levando-se em conta cada um dos critérios estabelecidos, sempre com o objetivo de solucionar o problema regulatório identificado.

Figura S.2 - Estruturação do problema (objetivo) regulatório a ser solucionado por meio da metodologia AHP, a partir do julgamento entre critérios e alternativas regulatórias.



Fonte: Elaboração própria.

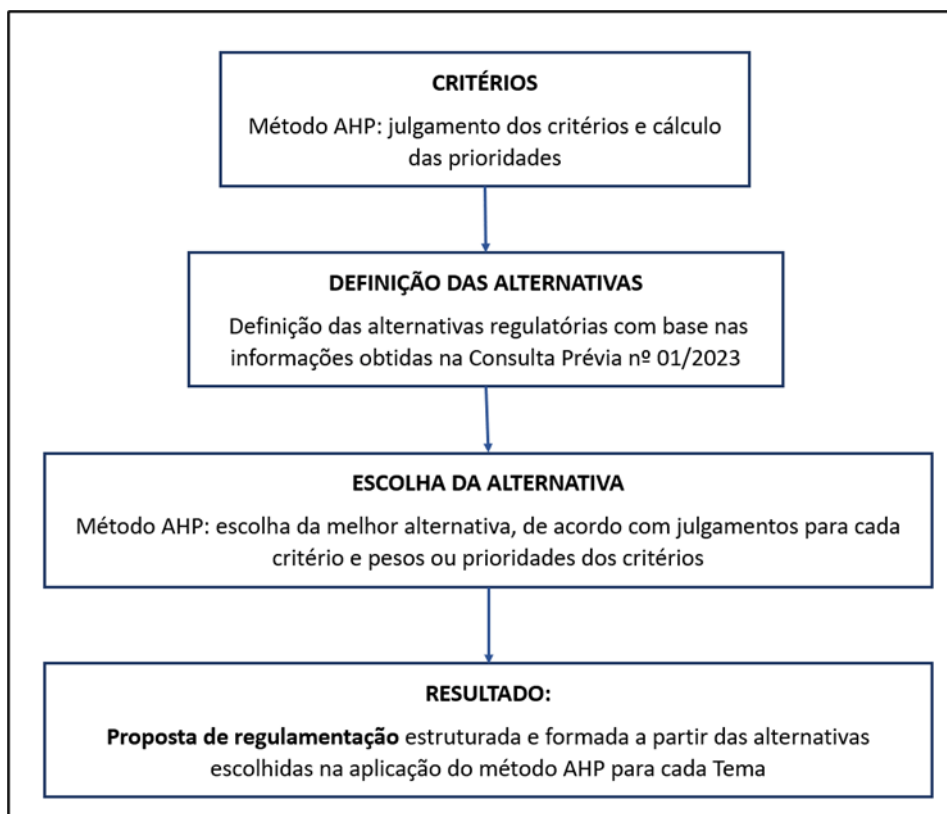
Especificamente para a regulamentação do acesso, tendo em vista as contribuições recebidas na Consulta Prévia nº 01/2023 bem como o teor da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022, o GT optou por aplicar o método AHP para cada um dos temas suscitados nos supracitados documentos ou processos de participação social, a fim de definir como cada um desses temas será tratado na regulamentação a ser editada. Os temas em que foi aplicada a metodologia AHP foram os seguintes:

1. Tema 1: Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado;
2. Tema 2: Preferência do Proprietário;

3. Tema 3: Negociação;
4. Tema 4: Resolução de Conflitos;
5. Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso;
6. Tema 6: Disponibilização de Informações;
7. Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade.

Dessa forma, a partir de um conjunto de critérios estabelecidos, para cada tema supracitado, foi definido um conjunto de alternativas regulatórias e, com a ajuda da metodologia AHP, para cada tema, foi escolhida uma alternativa regulatória que corresponde à melhor maneira de a regulação tratar aquele tema a fim de solucionar o objetivo regulatório identificado, de acordo com a metodologia aplicada. A Figura S.3, a seguir, apresenta de forma esquemática a maneira pela qual foi conduzida a aplicação da metodologia multicritério AHP para cada um dos temas anteriormente apresentados:

Figura S.3 - Processo de aplicação do método AHP por tema para construção da regulamentação.



Fonte: Elaboração própria.

A partir do objetivo a ser alcançado, a equipe do Grupo Técnico (GT) da ANP para a regulamentação do acesso de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás, tendo em vista a primeira etapa supracitada, definiu cinco critérios a serem levados em consideração para avaliação da regulamentação. São eles:

- **Critério 1 – Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessária a promoção da concorrência entre os agentes, que passa pela maximização do uso das capacidades existentes de gasodutos de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminais de GNL. Quanto maior a otimização do uso das

infraestruturas existentes, melhor para a solução do problema regulatório identificado.

- **Critério 2 – Incentivo ao investimento em capacidades:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que haja investimentos que contribuam para a ampliação da capacidade de infraestruturas existentes ou para a implantação de novos gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL. Quanto maior o incentivo ao investimento, melhor para a solução do problema regulatório identificado.
- **Critério 3 – Transparência e não discriminação:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que haja transparência das estruturas societárias, condições de negociação, características das instalações e dos interessados no uso dessas instalações, real utilização das capacidades, dentre outras informações, necessárias para que o acesso ocorra em bases não discriminatórias. Quanto maior a transparência e a não discriminação, melhor para a solução do problema regulatório identificado.
- **Critério 4 – Custo regulatório para o agente regulado:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o agente regulado seja o menor possível.
- **Critério 5 – Custo administrativo para o órgão regulador:** acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o órgão regulador seja o menor possível.

Após a definição desses cinco critérios, o GT procedeu ao julgamento e definição das importâncias relativas entre eles. O Critério 1 foi considerado **moderadamente mais importante** que o Critério 2 para atingir o objetivo regulatório, que consiste na garantia do acesso às infraestruturas essenciais, ou seja, é **moderadamente mais importante** otimizar o uso da infraestrutura existente que incentivar investimentos em novas infraestruturas para assegurar o acesso não discriminatório e negociado a gasodutos de escoamento, unidades de processamento ou tratamento de gás natural e terminais de GNL. Já os critérios 1 e 3 foram considerados de **importância idêntica** entre si. O Critério 1 foi considerado **mais importante** que o Critério 4 e o Critério 1 foi considerado de **importância moderadamente superior** ao Critério 5. O Critério 2 foi considerado **moderadamente menos importante** que o Critério 3, **moderadamente mais importante** que o Critério 4 e de **importância levemente distinta** em relação ao Critério 5. O Critério 3, relativo à transparência, foi considerado de **importância moderadamente superior** ao Critério 2, **mais importante** que o Critério 4 e **moderadamente mais importante** que o Critério 5. O Critério 4, por sua vez, foi considerado **moderadamente menos importante** que o Critério 5. Por fim, a diagonal inferior da matriz representada na Tabela 7 (vide Seção XII do presente relatório) corresponde à recíproca dos julgamentos supracitados, indicados na diagonal superior.

Os julgamentos realizados geraram a priorização indicada na Tabela S.3. A razão de consistência obtida foi de 2,58%.

Tabela S.3 - Prioridades calculadas para os Critérios.

Critério	Prioridade
Critério 1: Promoção da Concorrência por meio da Otimização do Uso da Infraestrutura	0,339
Critério 2: Incentivo ao Investimento	0,150
Critério 3: Transparência e não discriminação	0,339

Critério	Prioridade
Critério 4: Custo regulatório para agente	0,055
Critério 5: Custo administrativo para regulador	0,116

Assim, o Critério 1, relativo à promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura, teve prioridade calculada correspondente a 33,9%, a mesma prioridade calculada para o Critério 3, que trata da transparência e não discriminação, sendo, desta forma, os critérios considerados mais relevantes para a resolução do problema regulatório identificado. O Critério 2, relativo ao incentivo ao investimento em capacidades, vem na sequência, com 15% de prioridade, seguido pelo Critério 4, referente ao custo administrativo para o regulador, com 11,6%. Por fim, o custo para o agente regulado, Critério 5, apresentou prioridade de 5,5%.

Após a determinação das prioridades dos critérios, procedeu-se à aplicação da metodologia de análise multicritério AHP para cada tema, conforme subseções a seguir. Resumidamente, para cada tema, as alternativas definidas foram obtidas a partir da experiência internacional, das contribuições recebidas no processo de participação social (Seção IX e Anexo A) e nas reuniões e debates conduzidos pelo GT do Acesso às Infraestruturas essenciais. Para cada tema, também foi realizada a análise de sensibilidade das alternativas em relação aos critérios, conforme Anexo B.

XII.2.1. Tema 1: Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado

Foram definidas quatro possíveis alternativas regulatórias para lidar com o problema regulatório identificado. Tais alternativas, debatidas em reuniões do GT, foram as seguintes:

- **Alternativa I – Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura:** de acordo com esta alternativa, o regulador demanda que o agente regulado possua uma estrutura societária ou organizacional que efetivamente separe as atividades de operação das infraestruturas de outros elos concorrenciais da cadeia de gás natural;
- **Alternativa II – Exigência de separação contábil da atividade:** de acordo com esta alternativa, o regulador demanda as atividades de escoamento, processamento e operação de terminais de GNL possuem contabilidade separada das demais atividades conduzidas pelo agente regulado;
- **Alternativa III – Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais:** de acordo com esta alternativa, o regulador permite que exista qualquer estrutura societária, sendo as exigências iguais para todos os agentes, independentemente das relações societárias que possuem. A liberdade de ação conferida por esta alternativa faz com que ela seja equivalente à opção de “não regular”;
- **Alternativa IV – Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados:** de acordo com esta alternativa, o regulador permite que exista qualquer estrutura societária, mas determina exigências adicionais específicas (por exemplo, informações adicionais a serem prestadas ou publicadas, dentre outras exigências) para aqueles agentes verticalmente integrados.

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 1: Desverticalização” se encontra na Tabela S.4.

Tabela S.4 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 1:
Desverticalização

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	0,474
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	0,183
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	0,166
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	0,176

Assim, inicialmente a Alternativa I foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 47,4% da priorização, seguida pelas Alternativas II, IV e III, respectivamente com priorizações iguais a 18,3%, 17,6% e 16,6%.

Por fim, foi realizada uma avaliação da adequação dessa Alternativa I aos dispositivos legais vigentes, especificamente a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 e o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Como não há comando legal que permita o estabelecimento da separação de que trata a Alternativa I, ela foi descartada. Dessa forma, as alternativas escolhidas foram as **Alternativas II e IV, que se referem respectivamente à instituição de separação contábil e ao estabelecimento de exigências adicionais para o agente verticalmente integrado**. Tais alternativas apresentaram prioridades semelhantes, conforme indicado acima.

XII.2.2. Tema 2: Preferência do Proprietário

Em relação ao segundo tema debatido, referente à preferência do proprietário, foram definidas quatro possíveis alternativas regulatórias para lidar com o problema regulatório identificado. As alternativas foram as seguintes:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** caso em que nenhuma ação regulatória é colocada no regulamento a ser editado;
- **Alternativa II – Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer:** nesta alternativa a ANP define o período de revisão e define o valor da preferência de acordo com critérios pré-estabelecidos, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%);
- **Alternativa III – Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer:** nesta alternativa a ANP define o período de revisão e define o valor da preferência de acordo com critérios pré-estabelecidos, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%); e
- **Alternativa IV – Preferência do Proprietário revisada a critério do operador:** nesta alternativa o operador da instalação define o prazo de revisão, segundo suas necessidades. Neste caso, a ANP tão somente estabelecerá um prazo máximo para isso ocorrer (por exemplo, em no máximo dez anos), ao passo que o operador realiza e a ANP supervisionaria, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%).

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 2: Preferência do Proprietário” se encontra na Tabela S.5.

Tabela S.5 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 2: Preferência do Proprietário

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,219
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	0,270
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	0,320
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	0,190

Assim, a **Alternativa III** foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 32,0 % da priorização, seguida pelas Alternativas II, I e IV respectivamente com priorizações iguais a 27%, 21,9% e 19%.

XII.2.3. Tema 3: Negociação

As alternativas para o tema Negociação podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos;**
- **Alternativa II – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes;**
- **Alternativa III – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP; e**
- **Alternativa IV – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP.**

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 3: Negociação” se encontra na Tabela S.6.

Tabela S.6 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 3: Negociação

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	0,188
Alternativa II: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	0,173
Alternativa III: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	0,259
Alternativa IV: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	0,380

Assim, a **Alternativa IV** foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 38,0% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 25,9%, 18,8% e 17,3%.

XII.2.4. Tema 4: Resolução de Conflitos

As alternativas discutidas podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação;**
- **Alternativa II – Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes;**
- **Alternativa III – ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício; e**
- **Alternativa IV – ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021.**

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 4: Resolução de Conflitos” se encontra na Tabela S.7.

Tabela S.7 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 4: Resolução de Conflitos

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,179
Alternativa II: Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	0,162
Alternativa III: ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	0,235
Alternativa IV: ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	0,424

Assim, a **Alternativa IV** foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 42,4% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 23,5%, 17,9% e 16,2%.

XII.2.5. Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso

As alternativas discutidas podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** ANP não intervém na elaboração dos códigos elaborados;
- **Alternativa II – ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados:** a ANP realiza uma avaliação

crítica acerca do conteúdo dos códigos elaborados e publicados, sem um caráter vinculativo que obrigasse a realização de mudanças;

- **Alternativa III – ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados:** propõe que além de avaliar o que foi proposto pelos agentes, a ANP aprove o conteúdo dos códigos, a fim de que se tenha um texto, que segundo o regulador, esteja aderente ao disposto na Lei e no Decreto; e
- **Alternativa IV – ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados:** a ANP participaria diretamente da elaboração dos códigos.

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso” se encontra na Tabela S.8.

Tabela S.8 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,180
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,164
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,324
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	0,332

Assim, a Alternativa IV foi inicialmente considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 33,2% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 32,4%, 18,0% e 16,4%.

Entretanto, apesar da Alternativa IV ter sido aquela com a maior prioridade final, de acordo com a tabela acima, a Alternativa III se mostrou muito próxima, com uma diferença de apenas 0,8%, o que indica que alternativa a princípio eleita não seria tão prevalecente assim, uma vez que, a depender do critério, elas seriam praticamente equivalentes (ver Subseção B.5.2, que trata da Análise de Sensibilidade das alternativas com relação às mudanças dos pesos dos critérios). Neste caso, se fossem considerados os critérios 1, 2 ou 3, como critérios únicos de seleção de alternativas (ou seja, com peso igual a 100%), as Alternativas III e IV tenderiam a serem igualmente preferidas, como pode ser visto nas Figuras B.21, B.22. e B.23 do Anexo B.

Sendo assim, em razão dos custos administrativos decorrentes do acompanhamento da ANP da elaboração de cada um dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso, que podem ser setoriais ou por cada instalação, o que poderia levar que a Agência participasse do processo de elaboração de tantos códigos quanto instalações existentes ou futuras, o mais razoável seria a adoção da solução observada no Reino Unido (ver Subseção X.1,2), onde o órgão responsável pela regulação setorial do *upstream* atuaria com uma espécie de consultor na elaboração do documento.

Dessa forma, a opção escolhida seria a Alternativa III, com a recomendação de que a ANP seja consultada ainda durante o processo de elaboração do documento pelos proprietários, operadores e terceiros interessados, a fim de evitar eventuais retrabalhos e o retorno à tarefa, por meio de nova mobilização daqueles originalmente envolvidos, por ocasião

do envio de uma proposta já considerada em sua versão final pelos agentes e possa ter condicionantes à sua aprovação pela ANP ou que necessite de ampla revisão.

XII.2.6. Tema 6: Disponibilização de Informações

Foram discutidas e eleitas as seguintes alternativas regulatórias:

- **Alternativa I – Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas:** nesse caso, não haveria regulação adicional sobre a disponibilização de informações, não havendo obrigatoriedade de informações mínimas a serem disponibilizadas e nem prazo para a disponibilização. Essa alternativa seria a equivalente a “não regular”;
- **Alternativa II – Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados:** nesse caso, o conjunto de informações mínimas a serem disponibilizadas fica a critério do operador, no entanto este deve estabelecer um prazo para que as informações sejam prestadas seja por ele, seja pelo demandante do acesso;
- **Alternativa III – ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos:** nesse caso, a definição das informações mínimas a serem disponibilizadas é responsabilidade da ANP, porém a definição dos prazos é feita pelo operador; e
- **Alternativa IV – ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados:** nesse caso, a ANP define tanto as informações mínimas a serem disponibilizadas, quanto o prazo para a disponibilização tanto por parte do operador quanto por parte do terceiro interessado.

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 6: Disponibilização de Informações” se encontra na Tabela S.9.

Tabela S.9 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 6: Disponibilização de Informações

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	0,095
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,147
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	0,275
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,483

Assim, a **Alternativa IV** foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 48,3% da priorização, seguida pelas Alternativas III, II e I, respectivamente com priorizações iguais a 27,5%, 14,7% e 9,5%.

XII.2.7. Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade

Foram delimitadas as seguintes opções para avaliação:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** nesta opção não se estabeleceriam regras ou critérios para o gerenciamento de congestionamento ou prevenção da retenção de capacidade;
- **Alternativa II – Obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador:** neste caso o operador estaria obrigado a promover a oferta da capacidade ociosa das instalações, por meio de contratos interruptíveis.
- **Alternativa III – Alternativa II + adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade etc.):** como terceira alternativa foi considerada a associação da obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa à adoção de mecanismos voluntários de gerenciamento de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade.
- **Alternativa IV – Alternativa III + adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade proativas por parte do operador (“Use it or Loose it – UIOLI”, “oversubscription and buy-back” etc.):** para este último caso, foi considerada a associação da obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa à adoção de mecanismos proativos e obrigatórios de gerenciamento de congestionamento e de prevenção da retenção da capacidade por parte do operador.

O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade” se encontra na Tabela S.10.

Tabela S.10 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,214
Alternativa II: Obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador	0,185
Alternativa III: Alternativa II + adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade etc.)	0,225
Alternativa IV: Alternativa III + adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade proativas por parte do operador (UIOLI, “oversubscription and buy-back” etc.)	0,376

Como resultado da análise multicritério, a Alternativa IV seria a aquela de melhor pontuação. No entanto, o grupo entendeu que a Alternativa III seria aquela que melhor se estabeleceria num cenário de implantação de regulamento inédito, podendo ser reavaliada em oportuna análise de resultado regulatório, para se for o caso, serem adotados mecanismos proativos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade.

Assim, a **Alternativa III foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 22,5% da priorização, seguida pelas Alternativas IV, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 37,6%, 21,4% e 18,5%.

XIII. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

A opção regulatória recomendada para a solução do problema regulatório identificado como assegurar o acesso às instalações essenciais de gás natural de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás, quais sejam, gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, consiste em elaborar regulamentação inédita, que pode ser materializada por meio de uma ou mais resoluções. Independentemente de haver uma ou mais resoluções, a regulamentação a ser editada deverá contemplar todos os elementos necessários à garantia do acesso de terceiros, na modalidade negociada, de que trata o já mencionado art. 28 da Nova Lei do Gás.

Tais elementos constituem nos temas identificados e apresentados na aplicação da análise multicritério do presente Relatório de AIR e são os seguintes: (1) Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado; (2) Preferência do Proprietário; (3) Negociação; (4) Resolução de Conflitos (5) Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso; (6) Disponibilização de Informações e (7) Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade.

Para cada um desses temas, a metodologia de análise multicritério apontou as melhores alternativas regulatórias a serem adotadas, dentro dos limites legais impostos pela legislação, segundo os seguintes critérios: (1) Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes; (2) Incentivo ao investimento em capacidades; (3) Transparência e não discriminação; (4) Custo regulatório para o agente regulado; e (5) Custo administrativo para o órgão regulador.

De acordo com o primeiro tema, “desverticalização ou supervisão regulatória do agente verticalizado”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá instituir a separação contábil das atividades de escoamento, processamento e operação de terminais de GNL separada das demais atividades exercidas pelo agente regulado, além de determinar exigências adicionais para agentes verticalizados (tais como, por exemplo, informações adicionais a serem prestadas ou publicadas).

De acordo com o segundo tema, “preferência do proprietário”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá contemplar a revisão periódica dos volumes aos quais o proprietário possui preferência para movimentação de seus próprios produtos, sendo que a cada ciclo de revisão tais volumes poderão permanecer iguais ou decrescer.

De acordo com o terceiro tema, “negociação”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá prever que a negociação entre as partes ocorra com prazos e procedimentos estabelecidos e supervisionados pela ANP.

De acordo com o quarto tema, “resolução de conflitos”, a proposta de regulamentação a ser editada deve indicar que a ANP atuará dando preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do artigo 16 do Decreto nº 10.712, de 2021.

De acordo com o quinto tema, “diretrizes dos códigos de conduta e prática de acesso”, a proposta de regulamentação a ser editada deve prever que a ANP aprovará previamente os códigos elaborados pelos operadores, usuários e terceiros interessados, devendo o órgão regulador ser consultado ainda durante o processo de elaboração do documento pelas partes envolvidas, a fim de evitar eventuais retrabalhos e o retorno à tarefa.

De acordo com o sexto tema, “disponibilização de informações”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá apontar que a ANP definirá quais informações mínimas deverão ser prestadas e estabelecer o prazo para a prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados.

De acordo com o sétimo tema, “mecanismos de gerenciamento de congestionamento e de prevenção à retenção de capacidade”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá contemplar a obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador, além da adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade, dentre outros).

Para a implementação da futura regulamentação, deverá ser prevista capacitação do corpo técnico da ANP para lidar com o ineditismo dos diversos temas supracitados, em especial, a pouca experiência na atuação do órgão regulador para conduzir mediações e conciliações no caso de conflitos.

Haverá a necessidade também de prever novas atividades a serem incorporadas pelas Unidades Organizacionais (Uorgs) da ANP responsáveis pela regulação das infraestruturas essenciais, o que pode implicar a necessidade de incremento da força de trabalho dessas unidades. As novas atividades que virão a ser incorporadas, caso a regulamentação venha a ser aprovada e implementada, englobam, por exemplo: o cálculo e revisão das preferências atribuídas aos proprietários das instalações para movimentação de seus próprios produtos, em gasodutos de escoamento da produção, unidades de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL, a aprovação de códigos de conduta e prática de acesso a serem elaborados, o estabelecimento de prazos e procedimentos para a negociação do acesso, a atuação para mediação, conciliação e resolução de conflitos, além da fiscalização do atendimento às exigências a serem postas na nova norma, tais como o estabelecimento da separação contábil e da disponibilização das informações adicionais exigidas de operadores verticalizados, as informações a serem disponibilizadas por operadores, usuários e terceiros interessados para a realização das negociações, a observância dos prazos e procedimentos estabelecidos para a realização dessas negociações, a efetiva oferta de serviços interruptíveis em capacidades ociosas e a adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade, dentre outros.

A regulamentação que será editada é inédita e, portanto, não haverá, a princípio, normas da ANP a serem inteiramente revogadas ou substituídas, tal qual ocorre quando uma nova norma revisa e substitui inteiramente outra que se dedicava a assunto já regulamentado. No entanto, ela afetará as seguintes regulamentações, que deverão ser alteradas ou modificadas e, a depender do texto da futura resolução a ser publicada, podem inclusive vir a ser revogadas por completo: Resolução ANP nº 50, de 23 de setembro de 2011, que trata das informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais; a Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021, que regulamenta o exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, seu armazenamento, sua comercialização e a prestação de serviço e dá outras providências; a Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel e a Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015, que aprova os regulamentos técnicos de planos de desenvolvimento.

Após a entrada em vigor da nova regulamentação, alguns indicadores poderão ser definidos para avaliar o cumprimento do objetivo regulatório apontado, ou seja, a garantia do acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas essenciais de gás natural. Tais indicadores podem contemplar, sem prejuízo da adoção de outros que venham a ser futuramente formulados: número de contratos firmes assinados para o acesso às infraestruturas

essenciais de gás natural, número de contratos interruptíveis assinados para o acesso às infraestruturas essenciais de gás natural; número de terceiros que efetivamente movimentem seus produtos nas infraestruturas essenciais de gás natural; percentual de capacidade ociosa utilizado por meio da oferta de serviços interruptíveis; quantidade de negativas de acesso emitidas; quantidade de negativas de acesso contestadas; número de conflitos ocorridos e o número de conflitos resolvidos em âmbito administrativo; quantidade de não conformidades apuradas em processos de fiscalização, dentre outros.

Por fim, para fins de cumprimento do art. 14 do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, este normativo será analisado quanto à necessidade de atualização do estoque regulatório no âmbito das atividades planejadas em consonância com o art. 19, II, do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, que determina a análise de todos os atos normativos no primeiro ano de novo mandato presidencial.

XIV. ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS

O estabelecimento de inédito regulamento relativo ao acesso de terceiros a gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL, ensejará a classificação de risco da atividade como nível III, nos termos da Resolução ANP nº 839, de 1º de março de 2021, pois mostra-se necessária a regulação abrangente e prescritiva, para neste momento orientar o mercado, tendo em vista potenciais adequações operacionais e comerciais decorrentes do novo regulamento.

Para o próximo ciclo regulatório, onde se espera que as inovações já tenham sido consolidadas, uma simplificação da regulação e reavaliação da classificação de risco da atividade podem e devem ser consideradas.

I. INTRODUÇÃO

O presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é parte integrante do processo de regulamentação de que trata a Ação nº 2.12 da Agenda Regulatória 2022-2023 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que visa à proposição de minuta de resolução para disciplinar o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, estabelecido pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás” ou Lei nº 14.134/2021).

A AIR foi precedida pela etapa de estudos preliminares, que contemplou a publicação da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, intitulada “Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)” (documento SEI nº 2782589), pela realização de Consulta Prévia de seu teor entre 31/01/2023 e 19/04/2023, além do Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural, ocorrido nos dias 9 e 10 de março de 2023.

O Relatório de AIR é também resultado das discussões conduzidas pelo Grupo de Trabalho (GT) da ANP instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo 48610.205614/2022-48), cujo objetivo é o de elaborar regulamentação com as diretrizes e princípios do acesso negociado e não discriminatório dos terceiros interessados às instalações essenciais (gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL). O GT é constituído pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), que o coordena, Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC) e Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC).

Além desta introdução, o relatório inclui os elementos estabelecidos pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, ato administrativo que regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a “Lei das Agências”. Tais elementos estão elencados nos incisos do art. 6º do Decreto 10.411, de 2020, e são os seguintes:

Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020.

Art. 6º A AIR será concluída por meio de relatório que contenha:

I - sumário executivo objetivo e conciso, que deverá empregar linguagem simples e acessível ao público em geral;

II - identificação do problema regulatório que se pretende solucionar, com a apresentação de suas causas e sua extensão;

III - identificação dos agentes econômicos, dos usuários dos serviços prestados e dos demais afetados pelo problema regulatório identificado;

IV - identificação da fundamentação legal que ampara a ação do órgão ou da entidade quanto ao problema regulatório identificado;

V - definição dos objetivos a serem alcançados;

VI - descrição das alternativas possíveis ao enfrentamento do problema regulatório identificado, consideradas as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas;

VII - exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas, inclusive quanto aos seus custos regulatórios;

VII-A - os impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte; (Incluído pelo Decreto nº 11.243, de 2022) Vigência

VIII - considerações referentes às informações e às manifestações recebidas para a AIR em eventuais processos de participação social ou de outros processos de recebimento de subsídios de interessados na matéria em análise;

IX - mapeamento da experiência internacional quanto às medidas adotadas para a resolução do problema regulatório identificado;

X - identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo;

XI - comparação das alternativas consideradas para a resolução do problema regulatório identificado, acompanhada de análise fundamentada que contenha a metodologia específica escolhida para o caso concreto e a alternativa ou a combinação de alternativas sugerida, considerada mais adequada à resolução do problema regulatório e ao alcance dos objetivos pretendidos; e

XII - descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, acompanhada das formas de monitoramento e de avaliação a serem adotadas e, quando couber, avaliação quanto à necessidade de alteração ou de revogação de normas vigentes.

§ 1º O conteúdo do relatório de AIR deverá ser detalhado e complementado com elementos adicionais específicos do caso concreto, de acordo com o seu grau de complexidade, a abrangência e a repercussão da matéria em análise.

§ 2º Em observância ao disposto no inciso VII-A do caput, o relatório de AIR incluirá a análise dos impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte e preverá as medidas que poderão ser adotadas para minimizar esses impactos.

Os elementos inseridos neste relatório de AIR também obedecem ao conteúdo disposto no Manual de Boas Práticas Regulatórias da ANP, de 2020, e, especialmente, do Roteiro Para Preenchimento do Modelo de Relatório de AIR, de maio de 2023, preparado pela Coordenação de Qualidade Regulatória (CQR) da Superintendência de Governança e Estratégia da ANP (SGE/ANP).

Portanto, o documento contempla as seguintes seções, além da Introdução: Identificação do Problema Regulatório; Histórico; Agentes Econômicos, Usuários dos Serviços Prestados e Demais Afetados; Fundamentação Legal; Objetivos a Serem Alcançados; Descrição das Alternativas possíveis para enfrentamento do Problema Regulatório; Exposição dos Possíveis Impactos das Alternativas Identificadas, inclusive microempresas e empresas de pequeno porte; Manifestações recebidas em processos de participação social; Mapeamento da Experiência Internacional para a solução do problema Regulatório Identificado; Riscos e Efeitos do Ato Normativo; Comparação das Alternativas (metodologias) consideradas para Solução do Problema Regulatório; Estratégia de Implementação da Alternativa sugerida e Avaliação da Alteração da Classificação de Risco das Atividades Reguladas, além das Referências Bibliográficas e dos Anexos A e B.

A Tabela 1 apresenta a correspondência do conteúdo do presente “Relatório de Análise de Impacto Regulatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para a regulamentação do

acesso às infraestruturas essenciais: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL)” com o conteúdo do Decreto nº 10.411, de 2020, e com o “ Roteiro Para Preenchimento do Modelo de Relatório de AIR”, de maio de 2023, da CQR/SGE/ANP.

Tabela 1 - Correlação entre o Decreto nº 10.411, o Roteiro para preenchimento do Modelo de Relatório de AIR da CQR/SGE/ANP e os elementos do presente Relatório de AIR

Decreto nº 10.411 (art. 6º)	Roteiro CQR/SGE/ANP	Presente Relatório de AIR
I – sumário executivo objetivo e conciso, que deverá empregar linguagem simples e acessível ao público em geral;	II – Sumário	Sumário Executivo
II - identificação do problema regulatório que se pretende solucionar, com a apresentação de suas causas e sua extensão;	III – Identificação do Problema	I. Introdução II. Identificação do Problema Regulatório III. Histórico
III - identificação dos agentes econômicos, dos usuários dos serviços prestados e dos demais afetados pelo problema regulatório identificado;	III – Identificação do Problema	IV. Agentes Econômicos, Usuários dos Serviços Prestados e Demais Afetados
IV - identificação da fundamentação legal que ampara a ação do órgão ou da entidade quanto ao problema regulatório identificado;	IV – Identificação da Base Legal	V. Fundamentação Legal
V - definição dos objetivos a serem alcançados;	V – Definição dos Objetivos	II. Identificação do Problema Regulatório II.5. Os Objetivos Regulatórios Identificados VI. Objetivos a Serem Alcançados
VI - descrição das alternativas possíveis ao enfrentamento do problema regulatório identificado, consideradas as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas;	VII – Identificação das Alternativas	VII. Descrição das Alternativas Possíveis para Enfrentamento do Problema Regulatório XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório
VII - exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas, inclusive quanto aos seus custos regulatórios;	VIII – Avaliação das Alternativas	VIII. Exposição dos Possíveis Impactos das Alternativas Identificadas. XI. Riscos e Efeitos do Ato Normativo. XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório
VII-A - os impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte;	III – Identificação do Problema	IV. Agentes Econômicos, Usuários dos Serviços Prestados e Demais Afetados. IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte
VIII - considerações referentes às informações e às manifestações recebidas para a AIR em eventuais processos de participação social ou de outros processos de recebimento de subsídios de interessados na matéria em análise;	VI – Participação Social	IX. Participação Social Anexo A
IX - mapeamento da experiência internacional quanto às medidas adotadas para a resolução do problema regulatório identificado;	VII – Identificação das Alternativas	X. Mapeamento da Experiência Internacional para a Solução do Problema Regulatório Identificado
X - identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo;	VIII – Avaliação das Alternativas	XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório. XIII. Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação

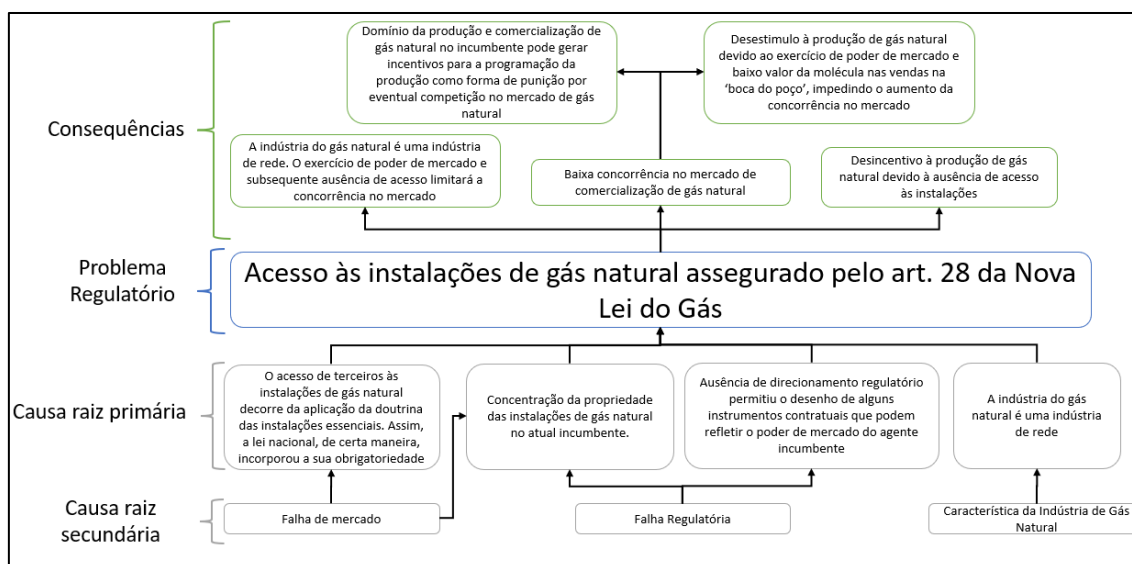
Decreto nº 10.411 (art. 6º)	Roteiro CQR/SGE/ANP	Presente Relatório de AIR
		XIV. Alteração da Classificação de Risco das Atividades Reguladas
XI - comparação das alternativas consideradas para a resolução do problema regulatório identificado, acompanhada de análise fundamentada que contenha a metodologia específica escolhida para o caso concreto e a alternativa ou a combinação de alternativas sugerida, considerada mais adequada à resolução do problema regulatório e ao alcance dos objetivos pretendidos;	VIII - Avaliação das Alternativas	VII. Descrição das Alternativas Possíveis para Enfrentamento do Problema Regulatório. XII. Metodologia de AIR para Solução do Problema Regulatório Anexo B
XII - descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, acompanhada das formas de monitoramento e de avaliação a serem adotadas e, quando couber, avaliação quanto à necessidade de alteração ou de revogação de normas vigentes.	IX - Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação	XIII. Conclusão e Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação
§ 1º O conteúdo do relatório de AIR deverá ser detalhado e complementado com elementos adicionais específicos do caso concreto, de acordo com o seu grau de complexidade, a abrangência e a repercussão da matéria em análise.	III - Identificação do Problema	II. Identificação do Problema Regulatório III. Histórico
§ 2º Em observância ao disposto no inciso VII-A do caput, o relatório de AIR incluirá a análise dos impactos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte e preverá as medidas que poderão ser adotadas para minimizar esses impactos.	VIII - Avaliação das Alternativas	Sumário Executivo

II. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

O problema em discussão nesta análise de impacto regulatório diz respeito ao acesso às infraestruturas de gás natural, nos termos do art. 28 na Nova Lei do Gás. Esse problema tem origem nas falhas de mercado e de regulação, bem como nas características de indústria de rede da indústria do gás natural, que induzem à verticalização e elevada concentração da propriedade das instalações da indústria, criando incentivos ao estabelecimento de um monopólio de fato. Além disso, não se pode desconsiderar o histórico nacional que garantiu o monopólio ao Estado nacional ao longo de décadas, exercido pela empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), firma incumbente na Indústria de Gás Natural (IGN). Diante disso, esta seção delimitará o problema regulatório do acesso às infraestruturas essenciais de gás natural, representado na Figura 1, ressaltando: (i) suas causas decorrentes das falhas de mercado, das falhas regulatórias e da caracterização da IGN como indústria de rede; e (ii) suas consequências relacionadas à possibilidade exercício de poder de mercado por empresas verticalmente integradas, que potencialmente levam a adoção de condutas anticompetitivas e, portanto, a um equilíbrio de mercado com preços elevados e oferta reduzida em comparação com o equilíbrio que haveria na hipótese de mercado de livre concorrência, sem a presença e eventual exercício de poder de mercado que visa a explorar falhas de mercado e se apropriar de um fluxo de lucro maior.

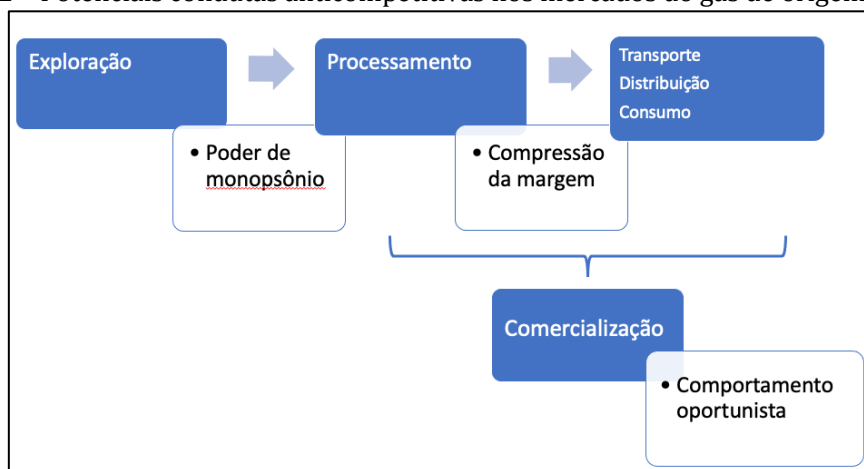
A concentração na Petrobras da propriedade das instalações de produção, dos gasodutos de escoamento da produção, dos polos de processamento de gás natural e de outros ativos da indústria do gás natural ao longo de décadas criou uma barreira à competição nos elos potencialmente competitivos dessa indústria. Além disso, a elevada participação da empresa incumbente favorece eventual exercício de poder de mercado tanto na elaboração dos contratos de acesso a essas infraestruturas quanto em outros termos. Não se pode desprezar que a empresa monopolista pode extrair lucros extraordinários desse mercado ao negar o acesso e limitar a competição nessa indústria de rede, potencializando diversas práticas anticompetitivas, tais como o exercício de poder de monopólio na produção, a compressão de margens (*margin squeeze*) na elevação dos preços do gás processado ou regaseificado ou a adoção de condutas oportunistas no mercado de comercialização da molécula. As Figuras 2 e 3 resumem as potenciais condutas anticompetitivas nesses mercados.

Figura 1 - Árvore do problema regulatório



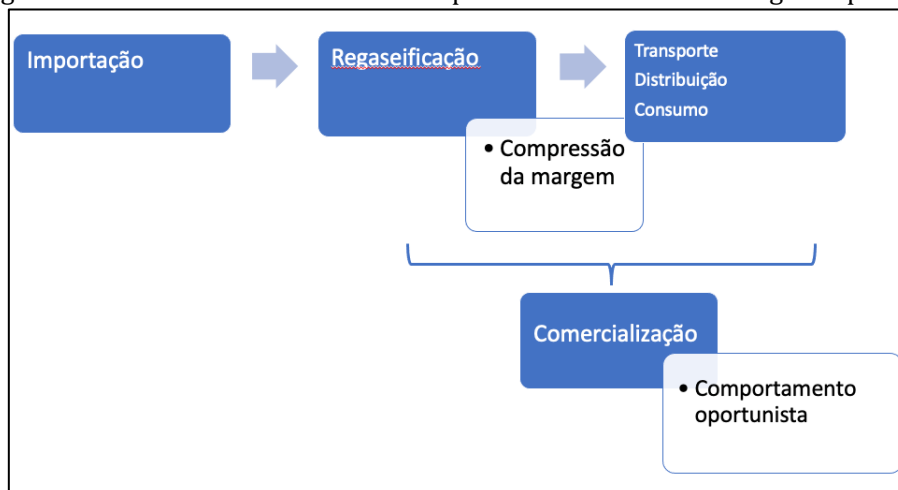
Fonte: Elaboração a partir dos debates do GT.

Figura 2 – Potenciais condutas anticompetitivas nos mercados do gás de origem nacional



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3 – Potenciais condutas anticompetitivas nos mercados do gás importado



Fonte: Elaboração própria.

O poder de monopólio diz respeito ao poder de um determinado comprador influenciar os preços do bem ou serviço, de forma a torná-lo inferior ao preço de equilíbrio prevalecente em um mercado de concorrência perfeita. No caso concreto, há potencial de que a Petrobras exerça poder de monopólio por deter o monopólio de fato das propriedades das infraestruturas de processamento de gás natural, majoritariamente aquelas localizadas nas maiores bacias produtoras nacionais, as bacias de Campos e Santos. Dessa forma, existe a possibilidade de que ela estabeleça um preço reduzido para o gás vendido pelos demais produtores, na boca do poço, reduzindo a margem de lucro destes e, portanto, diminuindo o incentivo para a produção de gás natural bem como a entrada no elo da produção.

A compressão de margens diz respeito a uma conduta anticompetitiva em que uma empresa verticalmente integrada abusa da sua posição dominante no elo *upstream* para limitar a concorrência no elo do *downstream*, ofertando um insumo ou serviço essencial para a conexão entre os dois mercados a um preço muito próximo do preço do bem produzido no elo *downstream*. Dessa forma, ela comprime as margens de lucro no segmento a jusante, inviabilizando a sobrevivência dos seus competidores nesse elo. Segundo a OCDE (2009)¹ há três condições para que ocorra a compressão da margem: (a) uma empresa no *upstream* produz um insumo para o qual não há bons substitutos econômicos; (b) a empresa no *upstream* oferta o insumo para uma ou mais empresas não-integradas no *downstream*; (c) a empresa verticalmente integrada que atua no *upstream* também compete diretamente no elo *downstream* contra as empresas não-integradas. Enfatiza-se que todas essas três condições devem estar presentes para haja compressão da margem.

No caso concreto, o problema do acesso às instalações de gás natural pode afetar negativamente a concorrência no mercado *downstream* de gás natural, com potencial de comprimir as margens de lucro dos comercializadores, que exercem atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP. Mais detalhadamente, ao concentrar a propriedade dos polos de processamento de gás natural e dos terminais de regaseificação, a proprietária das instalações pode exercer seu poder de mercado e fixar elevadas remunerações para os serviços de

¹ OCDE, Roundtable on Margin Squeeze, DAF/COMP(2009)36. Disponível em <https://www.oecd.org/regreform/sectors/46048803.pdf>, acesso em 14/08/2023.

processamento e regaseificação², no caso do GNL importado, de maneira a comprimir as margens nos elos seguintes da IGN.

Por sua vez, o comportamento oportunista consiste em comportamento estratégico dos agentes econômicos voltado para a obtenção de vantagem individual, baseada em elementos falsos ou vazios que o agente que o emprega não acredita, podendo manipular as informações ou deturpar suas intenções durante a negociação. O objetivo principal desse comportamento é a apropriação do fluxo de lucros ao explorar a assimetria de informações existentes entre as diferentes partes de um contrato. Portanto, o agente se utiliza desses elementos falsos como mecanismo para obter vantagem que inexistiria em um mercado concorrencial ou na ausência da falha de mercado (Williamson, 1975, p. 26-27)³. No caso concreto, há potencialmente assimetria de informações entre a Petrobras, que concentra as propriedades das principais instalações de gás natural abrangidas pelo direito de terceiros a acessarem, e os demais agentes. Isso propicia a adoção de comportamentos oportunistas por parte da firma incumbente, como será melhor detalhado mais à frente.

Dentre as inovações trazidas pela Nova Lei do Gás, destaca-se a previsão, contida no art. 28, que assegurou o direito de terceiros interessados acessarem as instalações de gás natural de forma não discriminatória na modalidade negociada. Especificamente, as instalações de gás natural sujeitas ao direito de terceiros a acessarem são: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL.

A partir da publicação da Nova Lei do Gás, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural deixou de ser voluntário para se tornar obrigatório e objeto de negociação entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadores destas instalações. Cumpre destacar que, pela expressão “acesso obrigatório”, entende-se que, a partir da edição da nova legislação, o terceiro interessado passou a ter assegurado o direito a negociar seu acesso a capacidades dessas infraestruturas, nos termos legais. Em outras palavras, a capacidade não é garantida sem que haja uma prévia negociação que chegue a bons termos, nas bases dos parâmetros⁴ a serem regulamentados.

Nesse sentido, o problema regulatório objeto deste Relatório consiste no acesso não discriminatório e negociado de terceiros às infraestruturas de gás natural, previsto no art. 28 da Nova Lei do Gás.

II.1. A Elevada Concentração do Mercado Nacional

A Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023 (SEI nº 3119568), intitulada “Diagnóstico Concorrencial da Indústria do Gás Natural Brasileira visando Proposta de Programa de Redução de Concentração” apresentou a evolução da participação de mercado nos diversos elos que compõe a indústria de gás natural no âmbito da realização do diagnóstico concorrencial para proposição de programa de *gas release*. A dinâmica revela que, após 25 anos da abertura do mercado, a Petrobras ainda é o principal agente da indústria de gás natural, não detendo elevada participação somente na propriedade dos gasodutos destinados ao transporte. Assim, a empresa tem significativa participação de mercado nos demais elos da indústria de gás natural nacional,

² Nesse caso, adaptamos o conceito de compressão da margem da OCDE (2009), que considera, entre outros fatores, a produção de insumo essencial no elo upstream, para englobar também a oferta de um serviço essencial (o processamento ou a regaseificação, no caso do gás importado).

³ Oliver E. Williamson, “Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications: A Study in the Economics of Internal Organization”, SSRN Scholarly Paper (Rochester, NY: Social Science Research Network, 1975), <https://papers.ssrn.com/abstract=1496220>.

⁴ Parâmetros tais como a existência de capacidade disponível ou ociosa, dentre outros.

i.e., a produção, importação (pelos diversos modais), tratamento e processamento e, por fim, a comercialização de gás natural.

Considerando o elo da produção, a análise considerou a dinâmica prevista para os próximos 5 anos a partir das principais bacias que escoam sua produção ao sistema integrado, revelando que a previsão de redução da parcela da produção de gás natural de propriedade da Petrobras será reduzida de 65,6% em 2023 para 62,7% em 2026. Apesar deste dado revelar uma redução da participação da empresa, a Nota Técnica ressalta que: “(...) a empresa adquire gás dos demais concessionários na ‘boca do poço’ e é responsável pela maioria das importações de gás natural, seja pelo modal dutoviário ou GNL (...)” (p. 29).

Considerando a disponibilização de gás natural das principais bacias produtoras nacionais, portanto, as bacias de Santos, Campos, Camamu e Recôncavo, a Nota Técnica Conjunta ressalta a elevada concentração da Petrobras nas duas primeiras bacias. Essas duas bacias em conjunto representaram 85% de todo o gás natural disponibilizado pelos campos nacionais em 2021. Considerando a evolução estimada para 2026, na bacia de Santos é prevista que a participação da Petrobras caia de 70,1% em 2022 para 68,4% em 2026. Já na bacia de Campos, prevê-se aumento de 81,1% em 2022 para 84,8% em 2026. Portanto, não é prevista significativa redução na atuação participação da empresa no segmento da produção de gás natural, na bacia de Santos, e tampouco na bacia de Campos, onde, pelo contrário, há estimativa de aumento da participação.

Considerando os elos do processamento e tratamento, após relato da dinâmica recente associada ao processo de desinvestimento, a Nota Técnica conclui que essas são: “(...) atividades em que a Petrobras possui amplo domínio. Enquanto em 2019 não havia outros ofertantes do serviço, a partir de 2020 iniciou-se queda de sua participação, ainda que muito gradual, chegando ao final de 2021 com 99,3% de participação no mercado de processamento. Se o processo de alienação ocorrer conforme anunciado, prevê-se que a capacidade da Petrobras será reduzida para valores próximos a 95%.” (p. 42)

Ao considerar as importações de gás natural pelos diferentes modais disponíveis, a Nota Técnica conclui que: “mesmo observando modificações na estrutura relativa às importações de gás natural, principalmente pela construção e operação de novos terminais por outros agentes além da Petrobras, ainda há grande concentração de poder de mercado pela estatal nesse elo da IGN.” (p. 47)

Considerando o elo da comercialização de gás natural, a Nota Técnica tomou como referência o índice de concentração HHI⁵, demonstrando que esse elo também tem significativa participação da Petrobras. Em maiores detalhes, a comercialização de gás natural com as distribuidoras e consumidores livres conectados à malha integrada de transporte entre janeiro e novembro de 2022, considerando o país como um todo, apresentou valor bastante elevado do HHI: 6.963. Dessa forma, o valor nacional do HHI encontra-se muito acima do nível esperado reportado na literatura para mercados maduros e competitivos, com valores próximos a 1.500. No mercado exclusivamente termelétrico conectado à malha de transporte integrada, a Petrobras segue virtualmente como a única supridora.

A análise das regiões nacionais revela tanto a concentração nacional quanto os efeitos da desconcentração na região Nordeste, que apresentou baixo HHI. Considerando apenas o mercado de gás do Nordeste, o índice HHI do volume de vendas foi de 2.393 no período de janeiro a novembro de 2022, o que coloca a região em patamar classificado pelo Departamento de Justiça dos EUA (DOJ), como moderadamente concentrado (HHI entre 1500 e 2500). Já, nas

⁵ O HHI (Herfindahl-Hirschman Index) é o principal índice de concentração de mercado utilizado na literatura econômica. O valor do índice é obtido pelo somatório do quadrado das participações dos agentes em determinado mercado; desta forma, o nível máximo do índice é atingido quando apenas uma agente opera no mercado, o que representa $100 \times 100 = 10.000$.

regiões Sudeste e Sul-Centro-Oeste, os valores do HHI são, respectivamente, 9.795 e 9.806, o que representa quase a totalidade do suprimento por um único agente. Dessa forma, a elevada concentração no mercado nacional se deve especialmente às regiões centro-oeste, sudeste e sul do país, embora a região Nordeste, beneficiada pelo processo de desinvestimento realizado pela Petrobras, ainda não tenha atingido a maturidade competitiva.

II.2. Caracterização da Indústria do Gás Natural como Indústria de Rede

Habitualmente, as indústrias de rede são associadas a elevados investimentos iniciais em ativos físicos específicos e irreversíveis, sendo classificados como custos afundados (*sunk costs*)⁶. Os elevados investimentos iniciais para a construção dos ativos, além de demandarem longo prazo para o seu retorno, geram funções custos subaditivas⁷, constituindo elevados níveis de economias de escala e de densidade. Devido à sua função custo, a menor concorrência no mercado resulta operações com menores custos, tornando a operação por somente um agente a solução mais eficiente e eficaz, considerando a perspectiva econômica (Joskow, 2007).

Mercados em que a tecnologia empregada gera funções custos subaditivas, usualmente, são classificados como monopólios naturais. A associação entre essas diversas características produz exemplos clássicos de monopólios naturais que, no caso da indústria do gás natural (IGN), também correspondem à classificação de indústria de rede.

A indústria de rede origina-se de sua característica singular de ser constituída por diversas interconexões (Economides, 1996)⁸. A indústria de rede tem como características adicionais a padronização do produto, a sua compatibilidade entre as diversas interconexões que permitem um fluxo ao longo da rede, conectando demandantes e ofertantes, e a complementaridade entre os produtos oferecidos pelo sistema (Shy, 2001⁹; Economides, 1996).

Em especial, quanto a complementaridade, destaca-se que o consumo do gás natural é dependente de outros serviços, tal como o de transporte do produto. Portanto, a complementaridade significa que o consumo do gás natural só é possível em conjunto com a utilização do sistema e de seus diversos elos, incluindo, no caso brasileiro, os serviços de escoamento, processamento, transporte e distribuição.

Outra característica da indústria de rede é a necessidade de algum grau de equilíbrio entre oferta e demanda do produto em curto período. Tal fato exige que o sistema se mantenha razoavelmente balanceado¹⁰ no que se refere à produção e ao consumo do gás (Hallack, 2013).

No caso da IGN, a tecnologia utilizada para o escoamento, o transporte e a distribuição é o elemento determinante para qualificar esses mercados como um monopólio natural. Mais especificamente, nestes setores, a tecnologia que apresenta os menores custos associados à

⁶ “Sunk costs are associated with investments made in long-lived physical or human assets whose value in alternative uses (i.e. to produce different products) or at different locations (when transportation costs are high) is lower than in its intended use.” (Joskow, 2007, p. 1240).

⁷ As funções custo subaditivos demonstram que a divisão das atividades relacionadas ao provimento do serviço ou produto por mais de uma firma ocorrerá com uma elevação de custos e, portanto, será ineficiente. Dito de outra forma, a operação de uma única firma resulta em um custo de provimento do produto/serviço inferior à soma dos custos de diversos agentes para o provimento do mesmo produto/serviço, resultando em funções custos que, quando associadas, resultam em valores inferiores à sua adição (função custo subaditiva).

⁸ Economides, 1996. Nicholas Economides, “The Economics of Networks”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.

⁹ Shy, O., 2001., *The Economics of Network Industries*.

¹⁰ A necessidade de balanceamento da IGN pode ser flexibilizada, até certos limites operacionais, utilizando-se, por exemplo, do estoque de gás contido nos gasodutos. Para uma discussão mais aprofundada sobre a flexibilidade da IGN, ver Hallack (2013).

movimentação de gás natural (mais eficiente) são os gasodutos. Destaca-se que a construção dos gasodutos mobiliza substancial capital em ativo específico e irreversível, sendo categorizada como um custo afundado (*sunk cost*).

Considerando a especificidade dos gasodutos, uma vez construídos, só poderão ser utilizados para o transporte de gás natural. Quanto à sua irreversibilidade, uma vez destinado o investimento à construção dessa infraestrutura, se obtém um ativo irreversivelmente imobilizado que conecta dois (ou mais) pontos. Além disso, o elevado investimento inicial para a instalação da infraestrutura também demandará longo prazo de maturação do investimento, tornando esses elos da IGN tradicionais exemplos de monopólios naturais, que, por definição, operam com significativas economias de escala, impedindo ampla concorrência no fornecimento do produto/serviço.

Adicionalmente, ao utilizar dutos pressurizados (uma característica da movimentação de gás natural por meio de gasodutos), é necessário o balanceamento entre a oferta e a demanda em determinado período. Um desbalanceamento entre a quantidade ofertada e demandada pode resultar no colapso do sistema, ilustrando a relevância do balanceamento para o funcionamento de forma segura da IGN. Consequentemente, tanto agentes ofertantes quanto demandantes de gás estão associados por suas conexões físicas, sendo dependentes do balanceamento da rede para garantir tanto a segurança do sistema quanto o efetivo fornecimento do energético.

Ao analisar a questão da regulação das indústrias com características de monopólio natural, Kim e Horn (1999, p. 6)¹¹ ressaltam que o exercício do poder de mercado do proprietário de ativos é potencializado em indústrias de rede, devido às significativas barreiras à entrada existentes nos elos que não comportam competição.

Assim, a associação entre as diversas características derivadas do emprego de determinadas tecnologias em alguns elos da IGN, notadamente, os custos afundados, os efeitos sobre as funções custo, a especificidade do ativo e sua irreversibilidade estruturam significativas barreiras à entrada nos elos potencialmente competitivos da IGN.

Essas características justificam a supervisão nos elos que, devido à tecnologia empregada, são classificados como monopólios naturais ou, eventualmente, instalações essenciais, visando à garantia de acesso aos terceiros interessados em aumentar o grau de concorrência nos demais elos da IGN que são potencialmente concorrenciais.

A regulação torna-se ainda mais necessária na presença de integração vertical, situação na qual um agente que detém/opera um segmento naturalmente monopólico contará com incentivos para exercer seu poder de mercado para limitar a concorrência na indústria, principalmente, em segmentos potencialmente competitivos como o de produção e o de comercialização. Nessa circunstância, o operador da infraestrutura de transporte e/ou distribuição tem incentivos para dificultar a utilização de suas instalações por seus potenciais concorrentes nos segmentos abertos à competição.

II.3. Elementos da Doutrina das Instalações Essenciais Aplicados ao Problema Regulatório Identificado

De certo modo, a garantia do direito de terceiros acessarem às instalações de gás natural pela Nova Lei do Gás foi inspirada pela aplicação da doutrina das infraestruturas essenciais ao mercado de gás natural nacional. Com origem na jurisprudência americana, essa doutrina

¹¹ Kim, S. R., & Horn, A., 1999. Regulation Policies Concerning Natural Monopolies in Developing and Transition Economies. United Nations, Department of Economic and Social Affairs.

discorre sobre a necessidade de compartilhamento de instalações essenciais, sob um controle de um agente, com os seus concorrentes, com a finalidade de promover a melhorias das condições concorrenciais (Araujo, 2020). Em outras palavras, essa doutrina defende, em linhas gerais, que a promoção da concorrência requer a garantia do acesso de terceiros interessados de maneira não discriminatória a determinadas instalações.

No julgamento do caso “MCI Communications Corp. versus AT&T”, em 1983, a Corte de Apelação do 7º Circuito Norte-Americano elencou quatro elementos necessários para aplicação da doutrina das instalações essenciais (MCI, 1983):

- iii. o controle da infraestrutura essencial por um agente com poder de mercado;
- iv. a inviabilidade física e econômica de duplicação da infraestrutura;
- v. a recusa ao acesso dos competidores à instalação;
- vi. a possibilidade técnica de concessão do acesso a terceiros.

Já, a Corte Europeia de Justiça, no julgamento do caso Bronner, identificou dois requisitos necessários para a aplicação da doutrina em referência. Em primeiro lugar, deve estar caracterizado que o proprietário das instalações, além de ter poder de mercado, controla injustificadamente uma estrutura que seus competidores não têm condições técnicas e econômicas para duplicar, inviabilizando a concorrência. Em segundo lugar, é preciso verificar se o controle dessa instalação acarreta aumento da probabilidade de monopolização do mercado a jusante. Cabe ainda a possibilidade de adição de um terceiro elemento, a saber: a ausência de justificativa objetiva para a recusa ao acesso (Machado, 2019).

Assim, a existência de instalações cujo proprietário pode exercer seu poder de mercado e instituir uma efetiva barreira a entrada no mercado à jusante é um elemento fundamental dentro da doutrina. Destaca-se que desenvolvimentos mais recentes dessa doutrina buscam afastar os elementos que caracterizam determinada instalação como essencial, simplificando o argumento para a garantia do acesso por meio das sinergias que emergem do acesso da instalação e da tendência natural de seu proprietário ao prover o acesso à instalação. Neste caso, as recusas ao acesso demonstram eventual exercício de poder de mercado visando restringir a concorrência no mercado à jusante e impedindo a captura das sinergias obtidas por meio do compartilhamento (Maurer e Scotchmer, 2014).

No caso específico do gás natural, verifica-se uma situação de monopólio de fato, resultando em elevado poder de mercado da Petrobras nas etapas de produção, escoamento, processamento, transporte, importação por terminais de GNL e comercialização. Conforme será discutido adiante, o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado em 9 de julho de 2019 entre a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, buscou a gradual redução do poder de mercado nesses elos. No âmbito desse TCC, a Petrobras iniciou um processo de desinvestimento dos ativos relacionados à produção de gás, permitindo a introdução de novos agentes nesse elo da cadeia.

No entanto, como será visto adiante, os produtores de gás natural concorrentes da Petrobras no elo da comercialização, em geral após um longo período de negociação, tiveram dificuldade em acessar as instalações de escoamento e processamento, principalmente por meio de sucessivas postergações nas negociações e alegadas “impossibilidades técnicas” que, após análise da ANP, foram consideradas insubsistentes sob a perspectiva normativa/regulatória. Diante de sucessivas negativas na obtenção do legítimo direito de acessarem as instalações para comercializarem a sua produção, os produtores de gás natural não contam com alternativa a não ser a venda da totalidade de sua produção de gás natural para a Petrobras a fim de manterem a sua atividade produtiva de petróleo, tendo em vista a característica comum do gás natural de origem nacional ser produzido de maneira associada ao petróleo.

II.4. Possíveis Práticas Anticompetitivas Por Parte do Monopolista Verticalizado na Indústria do Gás Natural

À luz da teoria antitruste da atualidade, a elevação do poder de compra é entendido na maioria dos casos como benigno sob o prisma do bem-estar social, sendo apenas potencialmente competitivo. No entanto, quando se trata da situação de um agente que atua simultaneamente como monopsonista e monopolista, nos mercados de produção e de comercialização, respectivamente, há uma concentração de poder de mercado que pode resultar em lucros extraordinários.

Por um lado, considerando o proprietário da instalação de escoamento e processamento como um monopsonista na oferta do serviço de movimentação, tratamento e processamento de gás natural, deve-se notar que existe poder de mercado advindo da negativa do acesso às instalações. Neste caso, a negativa aumenta o poder de mercado do único comprador da molécula na 'boca do poço', oferecendo incentivos ao monopsonista na negativa do acesso para obter notório ganho em seu poder de barganha na aquisição da molécula na 'boca do poço'. Neste caso, o ganho no poder de barganha resulta em valores da molécula na 'boca do poço' inferiores aos obtidos em um mercado competitivo e, de uma perspectiva estritamente concorrencial, não é elemento de elevada preocupação tendo em vista a negociação entre partes privadas em elo anterior ao mercado objetivo. Em outros termos, a estrutura do mercado pode favorecer o desempenho da firma no elo subsequente garantindo eventualmente eficiência ao transferir a renda do produtor ao intermediário que poderá partilhá-la com os consumidores no elo subsequente e, eventualmente, aumentar a rivalidade daquele mercado (SCHEELINGS e WRIGHT, 2006).

Por outro lado, a atuação como monopolista de fato no elo da comercialização (mercado a jusante do escoamento e do processamento) de gás natural permite ao proprietário das principais instalações de gás natural brasileiras suficiente poder de mercado para a fixação dos preços de venda da molécula. A ausência de competição e rivalidade no elo da comercialização reduz substancialmente a possibilidade de que o poder de barganha obtido na negociação com o produtor resultante em redução de preço da molécula e transferência da renda do produtor seja totalmente apropriado pelo proprietário da instalação. Apesar de ser uma suposição, a atuação do incumbente no elo da comercialização demonstra que a empresa visa maximizar o seu poder de barganha nas negociações e, subsequentemente, eventualmente exercer seu poder de mercado e explorar as falhas desse mercado.

Aqui ressalta-se que, o mecanismo utilizado para a comercialização da molécula pelo monopolista de fato, i.e. contratos negociados caso a caso, parece, em primeira leitura, escolhido para maximizar o seu poder de barganha durante a negociação bilateral. Ressalta-se que a Petrobras é, frequentemente, visualizada como único agente vendedor de gás natural que pode disponibilizar a molécula nos volumes e termos requeridos pelos demandantes, inclusive ofertando outros elementos que podem diferenciá-la dos demais agentes, tal como a flexibilidade inerente a um ofertante verticalmente integrado e com amplo conhecimento da demanda desse mercado.

Essa combinação de poder de monopsonio e de monopólio em elos diferentes da cadeia de gás natural aumenta o poder de mercado da Petrobras. Caso utilizado, esse poder de mercado resultará em um mercado concorrencialmente imaturo e com barreiras à entrada, principalmente associadas ao acesso as instalações de gás natural. Seguindo esta linha argumentativa, como resultado, temos tanto desincentivo às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural resultantes de baixos preços da molécula de gás natural na 'boca do poço' associadas às dificuldades no acesso ao elo da comercialização que deve, necessariamente, ser movimentada tratada e processada antes de possibilitar a sua

comercialização no mercado nacional. Esses elementos associados ao poder de mercado advindo da sua posição de monopólio de fato, inibe a concorrência no elo da comercialização possibilitando a escolha pelos termos da negociação por meio de contratos negociados caso a caso, resultando, potencialmente, em preços da molécula aos consumidores nacionais de gás natural numa escala superior aos que seriam observados em livre concorrência. Paradoxalmente, nesse caso de poder de mercado do comprador (monopsonista) associado ao poder de mercado de sua atuação como monopolista de fato no elo da comercialização, o lucro somado pelos respectivos agentes atuantes ao longo da cadeia também seria reduzido, em favor do monopsonista/monopolista (SCHEELINGS e WRIGHT, 2006)

Cumprе ressaltar também, como raiz do problema em questão, a lacuna regulatória a respeito do acesso negociado e não discriminatório, que propiciou o surgimento de arranjos contratuais que refletem o poder de mercado da empresa incumbente, detentora da propriedade da maior parte das instalações de gás natural nacional. Potenciais exemplos de abuso de poder de mercado podem ser observados nas negociações de acesso aos polos de processamento de gás natural de Cabiúnas (ES) e Guamaré (RN), que serão melhor detalhadas adiante. Sucintamente, as negativas ao acesso contaram com justificativas sem embasamento técnico considerado aceitável. Por fim, deve-se destacar que a remuneração proposta para o acesso a instalação também pode representar barreira à entrada dos competidores ou elemento para manter a margem do monopolista de fato.

II.4.1. Histórico e a associação entre a falha regulatória e de mercado como elementos que aumentam o poder de mercado do agente incumbente

Diante do elevado poder de mercado da Petrobras nos diversos elos da IGN e da falta de instrumentos regulatórios que disciplinem o acesso negociado e não discriminatório, verifica-se baixa concorrência no mercado de comercialização de gás natural, tendo em vista que os entrantes nos elos a montante, ou são obrigados a vender sua produção para a Petrobras, detentora da maior parte das instalações de gás natural, principalmente dos gasodutos de escoamento da produção e dos polos de processamento de gás natural que atendem a produção originada nas bacias de Campos e Santos, ou são obrigados a aderir ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e ao Sistema Integrado de Processamento (SIP). No primeiro caso, a propriedade do gás produzido pelos novos entrantes passa a ser da firma incumbente. Já no segundo caso, as empresas assinam contratos que não se configuram exatamente como o acesso de terceiros, tal qual preconizado pelo art. 28 da Nova Lei do Gás, conforme detalhado na Seção III.5.3.

II.4.2. Poder de monopsonio no mercado de produção

Além de possuir elevada participação no mercado de produção de gás natural, a Petrobras tem alta participação na sua compra, uma vez que é proprietária da maior parte das infraestruturas de escoamento da produção e de processamento da molécula. Nesse sentido, ela tem o poder de reduzir os preços do gás vendido pelas concorrentes na boca do poço, em níveis inferiores ao que seria prevalecente em situação de livre concorrência, levando a uma compressão na margem de lucro das entrantes no elo de produção. O resultado é uma diminuição dos incentivos para a entrada nesse mercado e, portanto, uma oferta sub-ótima do gás que potencialmente poderia ser produzido.

II.4.3. *Margin squeeze*

Conforme já ressaltado anteriormente, a Petrobras concentra a maior parte da propriedade dos polos de processamento de gás natural e dos terminais de GNL localizados em território nacional. Diante disso, possui poder de fixar a remuneração pelos serviços de processamento e regaseificação em níveis acima do prevalecente em equilíbrio no mercado de concorrência perfeita. Como resultado, as margens de lucro das suas concorrentes na comercialização, após os elos seguintes da cadeia passam a ser comprimidas, reduzindo os incentivos para entrada nesses mercados e levando a uma diminuição da quantidade de gás que poderia ser ofertado ao mercado.

II.4.4. Adoção de comportamento oportunista na precificação da molécula

Assumindo a existência de custos de transação, racionalidade limitada, complexidade dos sistemas econômicos e a presença de incerteza no mercado, há a configuração das condições que permitem a existência de assimetria de informações entre os agentes configurando a falha de mercado. Eventualmente, essa falha de mercado proporciona a possibilidade, aos agentes atuantes, da adoção de comportamento estratégico com vista a se apropriar de um fluxo de lucros que não ocorreria sem a presença dessa falha. Tal comportamento estratégico vem sendo denominado de comportamento oportunista.

Ressalta-se que o comportamento oportunista difere dos demais uma vez que tem por objetivo a apropriação do fluxo de lucros. Essa estratégia visa obter vantagem individual sendo baseada em elementos falsos ou vazios nos quais o agente que o emprega não acredita, podendo manipular as informações ou deturpar suas intenções durante a negociação. Portanto, o agente se utiliza desses elementos falsos como mecanismo para obter vantagem que inexistente em um mercado concorrencial ou na ausência da falha de mercado (Williamson, 1975, p. 26-27).

Segundo a teoria dos custos de transação, a exploração dessa falha de mercado por meio do comportamento oportunista também depende da especificidade do ativo que conecta ofertante e demandante. A especificidade do ativo pode ser definida pela característica e uso do ativo que, a princípio, quanto maior a especificidade, menor será o mercado ao qual o agente deve direcionar sua demanda ou oferta, reduzindo o potencial de participação de agentes nesse mercado. Adicionalmente, uma vez realizado investimento no ativo, vendedor e comprador estão conectados de forma exclusiva ou quase exclusiva, de tal forma que, para ativos específicos, irá limitar as negociações a poucos agentes (*small numbers*). Portanto, um mercado caracterizado por alta especificidade e alta concentração de poder em um agente revela-se ideal para a adoção de comportamentos oportunistas. Dito de outra forma, ainda que haja especificidade de ativos, se há diversidade de agentes atuantes (os agentes são atomizados) a relação de exclusividade não será constituída.

A atuação dos agentes com base na adoção de comportamento oportunista nas indústrias caracterizadas pela especificidade dos ativos, vinculação mútua e falha de mercado delimitou o problema do refém (*hold-up*). O problema origina-se a partir de desequilíbrio no poder de negociação entre duas partes após a realização de investimentos em ativos específicos. Se há desequilíbrio entre uma das partes durante a negociação, o poder de barganha superior torna um agente vulnerável, que associado a outras falhas de mercado, notadamente a assimetria de informação, possibilita a adoção de comportamento oportunista por parte do agente com maior poder de barganha visando a apropriação do fluxo de lucro ou outros benefícios que não seriam concedidos sem as falhas de mercado.

Em uma indústria de rede, tal como a IGN, tanto gasodutos quanto instalações que utilizam a molécula como combustível são ativos específicos que operam exclusivamente

através de dutos conectando ofertantes e demandantes da molécula do gás natural. A substituição do gás natural como combustível, ainda que possível, só é realizada por meio de custos adicionais não desprezíveis, garantindo certa inflexibilidade na operação de curto prazo. Estas características garantem a especificidade dos ativos da IGN.

Sabendo-se que, quanto maior a especificidade do ativo, maior o risco da adoção de comportamento oportunista, podemos concluir que a IGN é associada a elevado risco desta prática. Este risco deve ser ponderado pela quantidade de agentes participantes, principalmente no elo da comercialização da IGN, que, no caso brasileiro, ainda é altamente concentrada na Petrobras. Este fator eleva ainda mais o risco do comportamento oportunista.

Para o caso brasileiro, dado o atual período de transição e o baixo grau de maturidade, faz com que a Petrobras seja a empresa mais capaz de oferecer contratos em volumes expressivos para a entrega de gás natural nas diversas regiões do Brasil. Isto associado ao seu amplo conhecimento e domínio dos diversos elos da IGN, estabelece a assimetria de informação entre o ofertante e o demandante da molécula de gás natural.

Dessa forma, considerando a assimetria de informação, a especificidade dos ativos, e a vinculação mútua entre a Petrobras e os demais agentes presentes na IGN, é possível que estes se tornem dependentes da empresa incumbente, o que pode permitir com que ela utilize seu poder de barganha superior para desbalancear os contratos de comercialização de gás natural com as distribuidoras ou mesmo com consumidores, a exemplo das usinas termelétricas¹², o que potencialmente leva à adoção de cláusulas de definição de preços de fornecimento da molécula em condições vantajosas para a Petrobras, em detrimento das distribuidoras e das usinas termelétricas. Há alegações por parte das distribuidoras de gás de que a Petrobras estaria exercendo abuso de poder de mercado na renegociação dos contratos de fornecimento de gás, com fixação de preços elevados e imposição de cláusulas do tipo *take-or-pay*, por deter propriedade das instalações de tratamento e processamento de gás natural, sendo a principal compradora do gás bruto, e protelarem o acesso de terceiros a essas instalações, o que a torna a maior vendedora do gás processado.

II.4.5. Programação da produção, escoamento e processamento como elemento para desestimular a entrada de competidores no elo da comercialização

O fato de a empresa incumbente ser a principal operadora das instalações de *upstream* e comercializadora de gás natural pode gerar incentivos para fazer uma programação estratégica da produção como forma de criar uma barreira à competição no mercado de gás natural. Dessa forma, os produtores entrantes têm pouca previsibilidade quanto aos volumes de produção, dificultando o acesso ao mercado, o que leva a um desestímulo na produção da molécula.

II.4.6. Conclusões sobre as possíveis práticas anticompetitivas por parte do monopolista verticalizado na indústria do gás natural

Como foi detalhado anteriormente, a estrutura da IGN caracterizada por um agente monopolista, com controle da maior parte da propriedade das infraestruturas essenciais e, portanto, presença verticalizada em todos os elos dessa indústria, propicia a adoção de condutas anticompetitivas nas várias etapas do processo produtivo, a saber: (i) exercício de poder de

¹² Um exemplo mais concreto pode ser encontrado na Nota Técnica Conjunta nº 5/2023/ANP (SEI 3118675), em que se analisa os indícios de exercício do poder de barganha nos contratos da Petrobras com as termelétricas.

monopsonio na produção, comprimindo os preços de compra da molécula na boca do poço; (ii) compressão das margens de lucro das concorrentes, ao elevar o preço de venda da molécula processada ou regaseificada; e (iii) adoção de comportamentos oportunistas nos contratos de comercialização de gás natural, por meio de cláusulas de fixação de preços desvantajosas para as distribuidoras ou mesmo para consumidores, a exemplo das usinas termelétricas.

Diante dos impactos negativos do problema de acesso de terceiros às instalações de gás natural sobre a concorrência nos diversos segmentos do mercado em análise e do inegável poder de mercado para, eventualmente, adotar condutas anticompetitivas por parte da empresa incumbente, detentora da maior parte das infraestruturas de escoamento, processamento, transporte e regaseificação, torna-se necessário normatizar o acesso na modalidade negociada ao limitar os poderes do agente incumbente, determinar e incentivar a adoção de comportamentos durante as negociações, de maneira a assegurar o acesso de terceiros às instalações de gás natural nos termos previstos pelo art. 28 da Nova Lei do Gás.

II.5. Os Objetivos Regulatórios Identificados

O objetivo primário da regulação em análise deve ser assegurar o acesso negociado e não discriminatório, tal como preconizado pelo art. 28 da Nova Lei do gás. Esse acesso deve ser objeto de nova resolução, que estabeleça parâmetros mínimos das negociações entre os agentes, além de determinar ou incentivar comportamentos aos agentes envolvidos nestas negociações.

Além disso, como objetivos secundários, podemos incluir dois elementos adicionais:

- vii. a promoção da concorrência no elo da comercialização;
- viii. elementos que amparem ou estimulem os agentes a adotarem comportamentos condizentes com o amadurecimento do mercado nacional de gás natural.

Esses dois elementos devem equilibrar os legítimos interesses de terceiros interessados no acesso bem como limitar o poder de mercado dos proprietários das instalações. Se por um lado, a normativa brasileira assegurou o direito de terceiros acessarem as infraestruturas como elemento de promoção da concorrência no elo a jusante das instalações (i.e., no elo da comercialização do gás natural), por outro lado, o proprietário do ativo conta com legítima expectativa de obter a devida remuneração pelos seus gastos operacionais e pelos investimentos realizados.

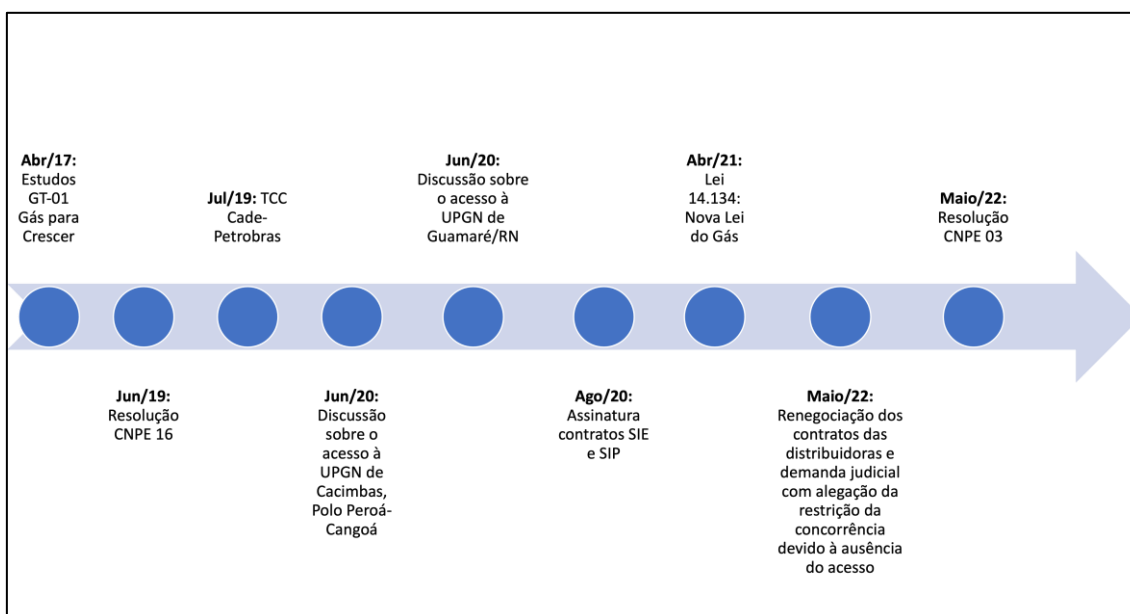
III. HISTÓRICO

O debate sobre o acesso às instalações de gás natural vem sendo aprofundado pela sociedade e pela ANP de forma progressiva, desde 2016, quando foi constituído o Subcomitê 1 do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural - Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL (S1 CT-GN), no âmbito da iniciativa Gás para Crescer. Entre 2016 e 2021, a partir do envolvimento da equipe técnica nas discussões sobre o marco legal e da averiguação de diversos elementos associados ao aspecto negocial do acesso, a ANP aperfeiçoou seu entendimento sobre o problema regulatório relacionados ao acesso de terceiros às instalações essenciais (gasodutos de escoamento da produção, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL). O ápice dessas discussões ocorreu em 2021, com a incorporação do tema no arcabouço legislativo nacional, por meio da promulgação da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, denominada Nova Lei do Gás. Todo esse envolvimento da Agência no tema do acesso de terceiros tem permitido a ANP acumular experiências, traçar paralelos com a literatura e regulações internacionais e delimitar as lições aprendidas nesse processo, as quais

deverão ser eventualmente incorporadas à regulamentação nacional. Diante disso, esta seção listará as evidências que demonstram a existência de um problema regulatório associado ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural no caso brasileiro. Além disso, a partir das causas e consequências analisadas com base nas experiências adquiridas pela equipe técnica da ANP em alguns casos, esta seção também delimitará algumas lições aprendidas pela Agência ao lidar com o problema regulatório em questão.

A Figura 4 apresenta, de forma sucinta, uma linha do tempo com os fatos e dados analisados para demonstrar o problema regulatório referente ao acesso de terceiros às instalações essenciais. Nesse sentido, cumpre destacar que 2016 marca o início das experiências regulatórias brasileiras com a questão do acesso a partir dos estudos e debates realizados no âmbito do programa Gás para Crescer.

Figura 4 - Linha do tempo: o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural.



Fonte: Elaboração própria.

De forma geral, os estudos do S1 CT-GN do Gás para Crescer foram sucedidos pelo Programa Novo Mercado de Gás, com a instituição do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, e da assinatura de Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) entre o CADE e a Petrobras, todos no ano de 2019, este último com vistas a reduzir o poder de mercado desta e evitar o exercício de abuso de posição dominante no mercado de gás natural.

Em 2020, mesmo após ter se comprometido com medidas de desconcentração do mercado em análise, há indícios de que a Petrobras dificultou e protelou o acesso aos polos de processamento de gás natural de Cacimbas (ES) e Guamaré (RN), o que aprofundou as discussões a respeito das medidas regulatórias que deveriam ser tomadas para assegurar o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. Destaca-se que, em meio às negociações para o acesso, foi promulgada a Nova Lei do Gás, que em seu art. 28 assegurou o direito de terceiros acessarem as instalações de gás natural.

Nesse contexto, as próximas subseções detalharão as experiências que fundamentam tanto as diretrizes quanto os aprendizados, expondo elementos que podem ser incorporados à regulação associada ao acesso negociado e não discriminatório das instalações de gás natural. Especial atenção será dedicada as lições aprendidas pela ANP durante o processo de negociação do acesso as instalações de gás natural, que eventualmente podem revelar como o agente

incumbente pode exercer o seu poder de mercado na indústria de gás natural visando reduzir a concorrência no mercado a jusante.

III.1. Iniciativa Gás para Crescer

A opção pelo regime de acesso aos gasodutos de escoamento da produção, aos polos de processamento de gás natural e aos terminais de GNL (infraestruturas de gás natural) previsto no novo marco legal da indústria do gás natural, a Lei nº 14.134/2021, decorreu dos debates no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, lançado em junho de 2016, pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

O objetivo da iniciativa Gás para Crescer foi estudar e elaborar propostas para aprimorar o funcionamento da indústria do gás natural, diante de um cenário de redução da participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, a partir do anúncio pela companhia do seu plano de desinvestimento em meados do ano de 2015.

Fruto das discussões desta iniciativa, foi editada a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 10, de 14 de dezembro de 2016, que instituiu o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), composto pelos seguintes órgãos e entidades:

- Ministério de Minas e Energia (Coordenador);
- Casa Civil da Presidência da República;
- Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações;
- Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão;
- Ministério da Fazenda;
- Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia – FME; e
- Associação Brasileira de Agências de Regulação – ABAR.

Além desses órgãos e entidades, foram convidados participar representantes de diversas associações de classe e empresas, como: o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – IBP, a Confederação Nacional da Indústria – CNI, o Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural - Fórum do Gás, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS, Petrobras, Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG etc.

Para atingir as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural (art. 2º da Resolução CNPE nº 10/2016) foram constituídos 8 (oito) subcomitês temáticos:

- Subcomitê 1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL (SC1 CT-GN);
- Subcomitê 2: Transporte e Estocagem (SC2 CT-GN);
- Subcomitê 3: Distribuição (SC3 CT-GN);
- Subcomitê 4: Comercialização de Gás Natural (SC4 CT-GN);
- Subcomitê 5: Aperfeiçoamento da Estrutura Tributária do Setor de Gás Natural (SC5 CT-GN);
- Subcomitê 6: Gás Natural Matéria-Prima (SC6 CT-GN);
- Subcomitê 7: Aproveitamento do Gás da União (SC7 CT-GN); e
- Subcomitê 8: Integração Setores Elétrico e Gás Natural (SC8 CT-GN).

Em especial, as questões relativas ao acesso e terceiros às infraestruturas de gás natural ficaram a cargo do SC1 CT-GN. Os seguintes os pontos foram debatidos pelo SC1 CT-GN:

- Publicidades das informações;
- Acesso regulado ou negociado;
- Preferência do proprietário;
- Recusa de acesso;
- Remuneração do acesso; e
- Resolução de conflitos.

Especificamente acerca do regime de acesso de cada uma das infraestruturas de gás natural, a Tabela 1, baseado no documento “1º Relatório SC1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL” do SC1 CT-GN, resume o posicionamento dos membros do subcomitê (MME, 2017):

Tabela 2 - Posicionamento dos membros do subcomitê SC1 CT-GN, do Gás para Crescer

Princípios		Consenso*	Dissenso
Acesso não discriminatório e transparência e publicidade de informações no escoamento, no processamento e terminais de GNL		EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABIQUIM, ABEGÁS**	-
Escoamento	Acesso Negociado	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**	ABIQUIM
	Acesso Regulado	ABIQUIM	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**
Processamento	Acesso Negociado	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**	ABIQUIM
	Acesso Regulado	ABIQUIM	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**
Terminais de GNL	Acesso Negociado	EPE, APINE, ABRAGET, TBG, IBP, ABEGÁS**	ANP, MME, MPOG, ABRACE, ABIQUIM
	Acesso Regulado	ANP, MME, MPOG, ABRACE, ABIQUIM	EPE, APINE, ABRAGET, TBG, IBP, ABEGÁS**

Fonte: MME (2017).

Notas: *Registro das instituições que se posicionaram nas reuniões do SC1; ** ABEGÁS deixou de participar do Programa Gás para Crescer em 17/04/2017, de tal forma que reflete posicionamentos revelados antes de a instituição se retirar do SC1.

Apesar de o documento não trazer um posicionamento unânime dos seus membros relativamente ao regime de acesso aplicável às infraestruturas de gás natural (regulado ou negociado), foram elaboradas diversas alternativas de redação para deliberação do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN) e posterior elaboração de proposta de alteração legislativa a ser encaminhada ao Congresso Nacional pelo Poder Executivo, em atendimento ao disposto no art. 5º da Resolução CNPE nº 10/2016.

Por fim, após deliberação do CT-GN, a previsão do regime de acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural foi incorporada no Substitutivo do Deputado Marcus Vicente ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 (“Substitutivo do PL nº 6.407/2013”),

apresentado em dezembro de 2017 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, com a seguinte redação:

“Art. 34. O acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como aos terminais de GNL ocorrerá por meio de negociação entre as partes.

§ 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 deverão elaborar, de forma conjunta, observadas as boas práticas da indústria e diretrizes da ANP, código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos.

§ 3º O proprietário de terminal de GNL definirá os serviços a serem prestados e respectivas remunerações com base em critérios objetivos e previamente definidos e divulgados.

§ 4º O acesso de terceiros a terminal de GNL situado em instalação portuária deverá observar as regulações setoriais pertinentes.

§ 5º Não se aplica o disposto no caput às instalações de tratamento ou processamento de gás natural localizadas em refinarias existentes na data de publicação desta lei.” (Grifos nossos).

Depreende-se da leitura do art. 34 e seus parágrafos acima transcritos que os elementos fundamentais do acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural foram o seu aspecto negocial, o direito de preferência do proprietário e a elaboração de código de conduta, com base nas boas práticas da indústria e diretrizes da ANP, para orientar as negociações em torno do acesso.

Merece destaque o fato da opção pelo acesso negociado e não discriminatório ao escoamento, processamento e aos terminais de GNL ter sido fruto de um amplo e democrático debate entre produtores, grandes consumidores, transportadores, associações e entidades de classe, órgãos de Estado e de Governo, um rito semelhante aos processos de Consulta e Audiência Públicas adotadas pela ANP na elaboração das suas normas.

Com base no texto do art. 34 do Substitutivo do PL nº 6.407/2013, caberia à ANP a tarefa de regulamentar a adoção deste regime de acesso no Brasil, bem como as questões relativas ao direito de preferência do proprietário. No entanto, o Parecer do Substitutivo do PL nº 6.407/2013 não foi votado na legislatura que se encerrou em 2018.

III.2. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018

Em uma tentativa de avançar naquelas medidas propostas no âmbito do Gás para Crescer possíveis de aplicação infralegal, foi editado, em 17 de dezembro de 2018, o Decreto nº 9.616 (Decreto nº 9.616/2018), cujo objetivo foi alterar dispositivos do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010 (Decreto nº 7.382/2010), que regulamentava a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 (Lei nº 11.909/2009 ou “Lei do Gás”). Dentre as alterações ao ato administrativo ora vigente, mereceram destaque aquelas realizadas no parágrafo único do art. 62 e a inclusão do art. 62-A:

“Art. 62. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Parágrafo único. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)

Art. 62-A A ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)

Parágrafo único. A ANP definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos nas hipóteses em que as tratativas de acesso não tiverem êxito, com ênfase na conciliação e no arbitramento. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)” (Grifos nossos).

Como pode ser visto, a publicação do Decreto nº 9.616/2018 visou, na medida do possível, antecipar algumas das alterações previstas no acesso de terceiro às infraestruturas de gás natural sem, contudo, torná-lo obrigatório, o que só poderia ocorrer por meio uma mudança na lei. Dentre as alterações estão: a previsão que negativas de acesso cuja motivação possam ter implicações concorrenciais sejam objeto de investigação e sanção, caso comprovada a ocorrência de infrações; a previsão de edição de ato normativo por parte da ANP para a definição de diretrizes de elaboração de um código comum de acesso; e os procedimentos para a resolução de conflitos que envolvam o acesso às infraestruturas de gás natural, assim como já ocorre com o transporte de gás natural por meio dutoviário.

III.3. Programa Novo Mercado de Gás e a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019

Em 2019, em uma nova iniciativa por parte do Governo Federal para promover a abertura do mercado de gás natural, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, por meio da Resolução CNPE nº 4, de 09 de abril de 2019, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Como resultado das propostas apresentadas pelo Comitê, o CNPE aprovou a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, a qual estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à abertura no mercado de gás natural. Estabeleceu, também, como sendo de interesse da Política Energética Nacional, que o agente que viesse a ocupar posição dominante no setor de gás natural observasse uma série de medidas estruturais e comportamentais.

Da mesma forma que o Decreto nº 9.616/2018, a Resolução CNPE nº 16/2019 visou antecipar e reforçar a necessidade do estabelecimento de regras para o acesso negociado e não discriminatório ao escoamento de gás natural, ao processamento e aos terminais de GNL, além dos aspectos de transparência e publicidade das informações necessárias para a concretização

do acesso de terceiros a estas infraestruturas de gás natural, conforme os incisos IV do art. 2º, incisos V e VI do art. 3º e inciso IV do art. 4º da resolução, transcritos a seguir:

“Art. 2º A transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a:

(...)

IV - promover a transparência e o estabelecimento de regras claras para o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural e aos Terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL;

(...)

Art. 3º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural observe as seguintes medidas estruturais e comportamentais:

(...)

V - a disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL; e

VI – a promoção de programa de venda de gás natural por meio de leilões e a remoção de barreiras para que os próprios agentes produtores comercializem o gás que produzem.

(...)

Art. 4º A transição para um mercado concorrencial de gás natural observará:

(...)

IV - elaboração de códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL;

(...)” (Grifos nossos).

Em especial, o art. 3º da Resolução CNPE nº 16/2019 visou estabelecer a necessidade de observância de medidas estruturais e comportamentais por parte do agente com posição dominante (Petrobras), com vistas a ampliar a transparência a respeito das condições de acesso às suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL, além de remover as barreiras para que os produtores de gás natural comercializem sua produção no mercado. De forma geral, essas duas medidas visam aumentar a quantidade ofertantes da molécula no elo da comercialização, permitindo maior interação entre ofertantes e demandantes e, assim, a convergência entre o preço observado no mercado nacional com o preço que seria determinado sob a hipótese de livre concorrência.

A exemplo do Decreto nº 9.616/2018, a Resolução CNPE nº 16/2019 tinha como foco as soluções que poderiam ser adotadas por meio da elaboração e publicação de normas infralegais, notadamente resoluções da ANP.

Cumpre mencionar que a Resolução CNPE nº 16/2019 já trazia referência ao estabelecimento de regras para o acesso negociado e não discriminatório como uma das medidas para a transição para um mercado concorrencial, ainda que sob a vigência do art. 45 da Lei nº 11.909/2009: “[o]s 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” (grifos nossos). Nota-se que a convivência entre o disposto na Resolução CNPE nº 16/2019 e o art. 45 da Lei nº 11.909/2009 tornou ainda mais importante e urgente as alterações legais previstas no Substitutivo de 2017 do PL nº 6.407/2013, para reduzir as incertezas jurídicas em torno da regulamentação e a instituição de um novo regime de acesso aplicável aos gasodutos de escoamento da produção e as demais infraestruturas de gás natural.

Concomitantemente à publicação da Resolução CNPE, ocorreu o lançamento do Programa Novo Mercado do Gás Natural e a instituição do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN). O Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)¹³ foi instituído pelo Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019, e foi composto por representantes dos seguintes órgãos:

- Ministério de Minas e Energia (Coordenador);
- Casa Civil da Presidência da República;
- Ministério da Economia;
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE; e
- Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

O CMGN teve como objetivo monitorar as medidas do Programa Novo Mercado do Gás Natural e acompanhar o andamento do compromisso estabelecido por meio do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC)¹⁴, firmado em 9 de julho de 2019 entre a Petrobras e o CADE (ver Subseção III.4, a seguir).

Inicialmente, o Programa Novo Mercado de Gás procurou implementar as medidas para o desenho do novo mercado de gás natural com foco nas normas infralegais (por exemplo, decretos e resoluções), e com uma estratégia mais comercial com as unidades da federação e com o agente dominante do mercado, a Petrobras. Não obstante, havia ainda a necessidade de alterações no marco legal do setor de gás natural para a concretização do novo mercado.

O CMGN elaborou, também, o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)¹⁵, a Metodologia de Elaboração dos Indicadores do Setor de Gás Natural¹⁶ e a Nota Técnica intitulada “Propostas Para o Mercado Brasileiro de Gás Natural”¹⁷. Além disso, O CMGN realizou uma análise multicritério das propostas regulatórias para a abertura do mercado de gás natural¹⁸, dentre as quais as alternativas de ausência de acesso, acesso negociado autorregulado, acesso negociado com arbitramento da ANP ou acesso negociado com base em diretrizes e a possibilidade de arbitramento pela ANP (Ver Seção VII).

¹³ O CMGN teve sua vigência até 31 de dezembro de 2022, conforme Decreto nº 10.920, de 30 de dezembro de 2021.

¹⁴ Ao todo, o CMGN publicou 14 (catorze) relatórios trimestrais ao longo da sua vigência. Os relatórios trimestrais do CMGN podem ser obtidos a partir do seguinte endereço eletrônico: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>. Acesso em: 11/11/2023.

¹⁵ Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/manual-de-boas-praticas-regulatorias_final.pdf. Acesso em 11/11/2023.

¹⁶ Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/MetodologiaindicadoresCMGN_VF.pdf. Acesso em 25/09/2023.

¹⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/2.RelatorioComitdePromoodaConcorrnciavfinal10jun19.pdf>. Acesso em 25/09/2023.

¹⁸ “Análise Multicritério das Propostas – Novo Mercado de Gás”, Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/4.Analisemulticritrio.pdf>. Acessado em 25/09/2023.

Os esforços do CMGN também se deram na aprovação do novo marco legal do gás natural. Ainda em 2019, um novo Substitutivo foi apresentado para o PL nº 6.407/2013 pelo Relator Dep. Silas Câmara na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. Aprovado na Comissão, foi submetido ao Plenário da Câmara dos Deputados sob regime de urgência, sendo o Relator o Dep. Laércio Oliveira. Aprovado na Câmara dos Deputados com ampla maioria, foi encaminhado para o Senado Federal, onde tramitou como PL nº 4.476/2020 e recebeu emendas, retornando à Câmara dos Deputados.

De volta ao Plenário da Câmara dos Deputados, o projeto de lei foi novamente aprovado, sem admissão das emendas propostas no Senado Federal, sendo a Nova Lei do Gás sancionada, sem vetos, como Lei nº 14.134 pelo Presidente da República na data de 08 de abril de 2021. A Nova Lei do Gás, revogou a Lei do Gás anterior (Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009) e estabeleceu o novo marco legal da IGN brasileira.

III.4. TCC – CADE e Petrobras

O Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado em 9 de julho de 2019 entre a Petrobras e o CADE foi celebrado no âmbito de investigações ora em curso no CADE, sobre supostas condutas anticompetitivas da Petrobras no mercado de gás natural, entre elas abuso de posição dominante e discriminação de concorrentes por meio da fixação diferenciada de preços¹⁹.

Os compromissos do TCC se inseriam no âmbito das discussões realizadas entre os anos de 2016 e 2019 e teve como objeto a estruturação das condições que promovessem a concorrência no mercado brasileiro de gás natural. Para atingi-lo, foram traçados três objetivos principais: evitar o exercício de poder de mercado; reduzir o poder de mercado por meio de venda dos ativos da incumbente; e, estabelecer elementos mínimos que garantem o acesso às instalações essenciais da indústria. Dessa forma, o objeto do compromisso estabelecido entre a Petrobras e o CADE foi delimitado nos seguintes termos:

*“1.1. O presente Termo de Compromisso tem por objeto preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, por meio da realização de um conjunto de ações da **COMPROMISSÁRIA** [Petrobras] visando à abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de gás natural, bem como suspender e, caso cumpridas integralmente as obrigações nele previstas, arquivar em relação à PETROBRAS os Procedimentos Administrativos.” (negrito no original).*

Verifica-se que o objeto principal do TCC consiste na estruturação das condições que promovam a concorrência no mercado brasileiro de gás. Para isso, a Petrobras se comprometeu a adotar medidas que busquem desconcentrar o mercado em referência, incentivando que novos agentes possam entrar em diferentes etapas da cadeia produtiva.

Neste sentido, os compromissos assumidos pela Petrobras no TCC incorporam todos os elos da indústria do gás natural (IGN) no qual a empresa exerce domínio ou substancial

¹⁹ De forma geral, pode-se concluir que havia elementos para iniciar investigações acerca da conduta da Petrobras no mercado de gás natural e, eventualmente, do exercício de seu poder de mercado para reduzir ou eventualmente impedir a concorrência, notadamente nos elos potencialmente competitivos da indústria de gás natural. É com base nesses elementos que a Petrobras, ao assinar o TCC, comprometeu-se a vender ativos relacionados às suas atividades no mercado de gás natural, além de negociar de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros às instalações de gás natural. Nesse sentido, a sua importância decorre da adoção de medidas para desconcentração do mercado em análise nas etapas de transporte, carregamento, comercialização, produção, escoamento da produção, regaseificação, importação e distribuição.

influência, a saber: transporte; carregamento; comercialização; produção; escoamento da produção; regaseificação; importação e distribuição. Assim, para cada um destes elos, foram definidos compromissos específicos no TCC, visando tanto à diversificação dos agentes quanto ao fomento da concorrência no mercado de gás natural²⁰. Em particular, no que se refere ao acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural, a Petrobras assumiu os seguintes compromissos:

“Cláusula Segunda – Das Obrigações da COMPROMISSÁRIA

2. Compromissos

(...)

2.3. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, respeitados, para os casos em que os sistemas possuírem coproprietários, o regramento estabelecido para tais sistemas.

2.4. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural observadas as diretrizes constantes do Anexo I – “Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para Acesso de Terceiros a Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN”, ou até regulamentação a ser editada pela ANP aplicável a todos os agentes do setor.

2.4.1. A PETROBRAS disponibilizará para as contrapartes, com cópia para a ANP, minuta de contrato de acesso de processamento até 31/12/2019. (...)”
(Grifos nossos).

Nestes itens, fica claro o entendimento da Autoridade Concorrencial a respeito da importância do acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural da Petrobras para promover a concorrência nos demais elos potencialmente competitivos da indústria de gás natural. No entanto, os terminais de GNL não tiveram a mesma previsão. Em seu lugar, o item 2.6 trouxe o compromisso de publicação de edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos (TR-BA) até dezembro de 2023²¹.

*“2.6. A **COMPROMISSÁRIA** se compromete a publicar edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos até setembro de 2020, seguindo os procedimentos internos da PETROBRAS, com prazo de duração do arrendamento até 31 de dezembro de 2023. A **COMPROMISSÁRIA** se compromete ainda a, publicado o edital, dar celeridade às etapas seguintes do processo, conhecidas e monitoradas pelo Trustee de Monitoramento.”* (em negrito no original),

²⁰ Por tratar-se de uma indústria de rede, entende-se que os compromissos assumidos devem ser cumpridos em conjunto, sob pena de terem seus efeitos neutralizados pelo eventual descumprimento de um ou mais deles, ou o seu cumprimento apenas parcial.

²¹ Visando o cumprimento do item 2.6 do TCC celebrado junto ao CADE em 2019, a Petrobras publicou em agosto de 2020, edital de licitação para o arrendamento do TR-BA, composto por píer e todas as facilidades para atracação e amarração de navio do tipo FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*), não incluído no escopo do arrendamento, para regaseificação de até 20 milhões de metros cúbicos de gás natural ao dia, inclusive um gasoduto de 28 polegadas de diâmetro e 43 quilômetros de extensão. Por meio de comunicado a investidores, a Petrobras anunciou em 28 de setembro de 2021 a assinatura de contrato de arrendamento do TR-BA, com vigência até dezembro de 2023 com a empresa *Excelerate Energy* Comercializadora de Gás Natural Ltda. Em 2 de dezembro de 2021, pela Autorização SIM-ANP nº 767 de 4 de dezembro de 2021, a operação do TR-BA pela arrendatária *Excelerate Energy* foi autorizada pela ANP (ANP, 2021 e Petrobras, 2021).

Mesmo diante dos compromissos assumidos pela Petrobras no âmbito do TCC, foram identificados obstáculos concretos e protelações por parte da empresa para a negociação de acesso às infraestruturas essenciais. Esses casos são apresentados na Subseção III.5 a seguir, que também aborda outras questões de acesso relacionadas a casos observados no Brasil, além de lições aprendidas.

III.5. Casos Envolvendo o Acesso de Terceiros às Instalações Essenciais no Brasil

III.5.1. Caso – Acesso aos gasodutos de escoamento do Polo de Peroá (ES) e à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (ES)

O primeiro caso a ser destacado consiste nas dificuldades para a negociação de acesso aos gasodutos de escoamento do Polo de Peroá e à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, localizada no Espírito Santo (ES)²². Nesse caso específico, a Petrobras negou o acesso afirmando que “as condições de abertura de mercado ainda não se tornaram efetivas”. Deve-se ressaltar que esta afirmação não está entre os elementos que permitem uma negativa de acesso válida. Além disso, a empresa não apresentou qualquer argumento de base técnica ou estudo para fundamentar a negativa. Esta subseção trará maiores detalhes sobre essa negociação.

No dia 20 de março de 2020, a empresa apresentou ao CADE solicitação de anuência ao projeto de desinvestimento do Polo de Peroá (ES), que incorpora o conjunto de ativos formado pelos campos produtores de Peroá e Congoá, além do bloco ainda na fase exploratória BM-ES-21, denominado Malombe.

Esperava-se que, com a venda desses ativos, a Petrobras apresentasse também propostas de acordos ou contratos para o acesso às instalações essenciais, notadamente os gasodutos de escoamento e as unidades de processamento de gás natural. Esse acesso possibilitaria que os novos proprietários do gás natural comercializassem a sua produção e o gás natural diretamente com os demandantes da molécula. Porém, ao ser questionada por meio do Ofício CADE nº 2304/2020/CGAA4/SGA1/SG/CADE, a respeito da existência de contrato de compra e venda do gás a ser produzido pelo potencial comprador dos ativos, a Petrobras afirmou:

“É importante ressaltar que, apesar do potencial comprador ter manifestado interesse em um contrato de processamento do gás extraído do Polo, como as condições de abertura de mercado ainda não se tornaram efetivas, todos os processos de desinvestimento de campos com produção de gás natural somente são viáveis com o compromisso de compra da produção de hidrocarbonetos pela Petrobras (...)”

Ou seja, as condições de acesso às instalações que permitiriam a comercialização do gás natural no mercado nacional, incluindo os gasodutos de escoamento da produção e o processamento, não foram oferecidas pela Petrobras. Destaca-se que a empresa interessada na aquisição expressamente manifestou interesse, conforme informado pela Petrobras.

Ao analisar a questão sob perspectivas eminentemente técnicas, materializados pela Nota Técnica Conjunta nº 16/2020/ANP (SEI 0772725), não foram identificadas restrições técnicas ou regulatórias para que o acesso à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas fosse concedido. Segundo avaliação técnica da ANP, consolidada no documento referência, tanto a instalação de tratamento e processamento de gás natural quanto o(s) gasoduto(s) de transporte, a partir de Cacimbas até os pontos de entrega para as distribuidoras estaduais de gás canalizado

²² Processo SEI nº 48610.206112/2020-72.

ou para atendimento de consumidores livres, possuíam larga capacidade ociosa de processamento e de transporte, respectivamente. Ademais, havia espaço disponível no mercado e interesse por parte das distribuidoras estaduais em obter fontes alternativas de suprimento de gás natural além da Petrobras. Foi neste contexto que a ANP concluiu que, sob a perspectiva técnica e regulatória, não existiam impedimentos para que o proprietário das instalações (i.e. a Petrobras) garantisse o acesso às instalações essenciais de gás natural.

Nesse sentido, a Nota Técnica Conjunta nº 16/2020/ANP concluiu que a aprovação do negócio em tela pelo CADE deveria ter sido precedida de oferta objetiva, por parte da Petrobras, de contrato de processamento do gás oriundo do projeto de desinvestimento.

III.5.2. Caso – Acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães (RN)

Adicionalmente ao caso do acesso à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, outro caso em que a ANP atuou e, conseqüentemente, pode obter fatos para fundamentar o problema regulatório, além de aprendizados a serem incorporados em eventual regulação sobre o tema, refere-se ao acesso de terceiros ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães²³, localizada no Rio Grande Norte (RN), de propriedade da Petrobras. A relevância desse caso decorre da negativa ao acesso por meio de protelação nas negociações. Tal como no caso do Polo Peròá-Cangoá (ES), apresentado anteriormente, não houve fundamentação técnica ou regulatória subsistente para a negativa do acesso.

Além disso, este caso merece também atenção, uma vez que, a partir dele, a ANP iniciou análise sobre as condições relacionadas à remuneração demandada pelo proprietário do ativo para a concessão do acesso, encontrando fortes indícios de que os critérios utilizados para a definição da remuneração não eram claros e objetivos além de não serem públicos. A associação entre esses elementos eventualmente pode revelar que a remuneração solicitada para o acesso representava barreira à entrada de potenciais concorrentes da empresa no elo da comercialização.

A ANP iniciou atuação neste caso após solicitação formal do governo do Estado do Rio Grande do Norte. A demanda teve início a partir do Ofício no 427/2020-GE (SEI nº 0950005), de 06/10/2020, no qual a Excelentíssima Senhora Fátima Bezerra, Governadora do Estado do Rio Grande do Norte, comunica o problema do acesso de terceiros ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães e solicita ao CADE e à ANP, que atuem junto à Petrobras, dentro do limite de suas respectivas competências, de forma a proporcionar acesso dos produtores de gás natural do Rio Grande do Norte ao uso do Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães. Até aquele momento, a ANP desconhecia as tratativas da negociação.

Para o melhor entendimento e análise do problema regulatório envolvido nas negociações de acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães, a ANP solicitou esclarecimentos à Petrobras, SPE 3R Petroleum S.A. e Potiguar E&P S.A. Também foram realizados questionamentos internos na ANP.

Cumprido destacar que o Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães (RN) era a única infraestrutura disponível aos produtores na região para o tratamento e subsequente processamento do gás natural. Durante os anos de 2019 e 2020, os campos dos polos de Riacho da Forquilha e Polo Macau, anteriormente de propriedade da Petrobras, foram adquiridos por empresas independentes. Todavia, as novas empresas operadoras, além de outros produtores locais, vendiam sua produção na “boca do poço” para a Petrobras, proprietária dos gasodutos de escoamento e da instalação de tratamento e processamento de gás natural. Destaca-se que

²³ Processo SEI nº 48610.215801/2020-78.

ambas as instalações de gás natural (gasodutos de escoamento e o polo de processamento de gás natural) contam com ampla capacidade disponível, o que permitiria o acesso de terceiros. Consequentemente, sem a possibilidade de acessar os dutos de escoamento da produção e o polo de processamento de gás natural, os produtores locais não contavam com outra opção a não ser a venda de sua produção à Petrobras na boca do poço, que adquiria a produção, escoava, tratava e processava o gás natural bruto, negociando tanto os derivados de gás natural (compostos de etano – C2, propano – C3, butano – C4 e condensado natural C5+) e o gás natural especificado para o mercado consumidor.

Inicialmente, a primeira justificativa da Petrobras para viabilizar o acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré (RN) seria a necessidade de melhorias em 26 (vinte e seis) pontos de medição ao longo do sistema de escoamento e processamento. Segundo a empresa, esta melhoria seria necessária para se prover o acesso aos produtores de gás natural do Rio Grande do Norte.

Após a análise técnica da ANP, consolidada na Nota Técnica Conjunta nº 16/2020/ANP (SEI 1120450), conclui-se que nenhum dos sistemas de medição constituía impeditivo para o acesso ao polo de processamento de gás natural. Destaca-se que a Petrobras nunca alegou que haveria comprometimento à operação, o que permite concluir que o acesso à instalação, bem como a operação de todos os sistemas, poderia ser efetuado normalmente. As adequações necessárias nos sistemas de medição poderiam ser realizadas em prazo negociado com a ANP, com o acesso a terceiros já em andamento. Portanto, segundo o entendimento da Agência, não havia nenhum impeditivo técnico para o acesso ao polo de processamento de gás natural de maneira imediata.

Superada a primeira alegação da Petrobras, as discussões a respeito do acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré evoluíram, passando a focar na remuneração do proprietário das instalações (i.e., a Petrobras), no âmbito do contrato de acesso à instalação de tratamento e processamento de gás natural. Nestes termos, a Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC/ANP), em conjunto com a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM/ANP), iniciou análise da remuneração proposta para o serviço de processamento e de outros termos contratuais, sob uma ótica concorrencial.

Resultado desse esforço é a Nota Técnica nº 43/2021/SDC/ANP-RJ (SEI nº 1386350), que buscava, dentre outros objetivos, comparar a remuneração proposta para o Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré/RN com outras instalações de mesma natureza localizadas no país. Esta comparação buscou delimitar tanto elementos objetivos quanto considerar as especificidades de cada unidade, habitualmente construídas para o tratamento e processamento a partir das características singulares do gás natural de carga da unidade (gás natural bruto). Assim, a construção de cada instalação de tratamento e processamento de gás natural deve considerar tanto os contaminantes quanto os componentes do gás natural a ser tratado e processado para determinar as características da instalação.

A análise demonstrou que a proposta de remuneração pelo serviço de processamento realizado pela Petrobras no Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré/RN era a maior dentre as instalações de tratamento e processamento de gás natural consideradas no estudo. Adicionalmente, a análise comparativa do Capex apresentado pela Petrobras para o polo de processamento de gás natural para justificar a precificação da atividade de processamento em Guamaré/RN apontou que ele era o maior dentre os valores observados nos exemplos para o mercado brasileiro.

Desta forma, mesmo considerando as limitações da análise comparativa realizada (que avaliou as diferenças entre as instalações focando majoritariamente na composição do gás de carga a ser processado, sua capacidade nominal e a idade da instalação para obter métricas objetivas de comparação direta entre as diferentes remunerações para a atividade de processamento), chegou-se à conclusão de que não havia elementos suficientes que

justificassem a remuneração proposta em Guamaré/RN em nível superior àqueles observados em outras instalações nacionais.

III.5.3. Assinatura dos contratos do SIE e SIP com parceiros

O primeiro processo de negociação de acesso a terceiros aos gasodutos de escoamento e aos polos de processamento de gás natural, após a determinação do TCC, ocorreu na área do pré-sal, ligando os campos localizados na bacia de Santos a um polo de processamento de gás natural localizado no estado de São Paulo e a dois polos de processamento de gás natural localizados no estado do Rio de Janeiro. Nesse caso, a discussão iniciou-se a partir das infraestruturas de escoamento da produção de gás natural, principalmente para as demais empresas atuantes na área que, apesar de deterem parcela da propriedade das infraestruturas²⁴, nunca escoaram o gás natural de sua propriedade. Concomitantemente, iniciou-se a negociação do acesso para o tratamento e processamento do gás natural desses terceiros nos polos de processamento de gás natural que recebem o gás natural rico extraído do pré-sal, especificamente às Unidades de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB) e de Caraguatatuba (UTGCA), e a do Polo GasLub (UTGITB), atualmente em construção. Em 30 de setembro de 2020, foram assinados pela Petrobras, Shell, Petrogal e Repsol-Sinopec os acordos dos Sistemas Integrados de Escoamento (SIE) e Processamento (SIP).

O atual Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS), que conta com os campos mais produtivos do pré-sal brasileiro, é composto de 3 gasodutos troncais, denominados de Rotas, que escoam o gás natural produzido para 3 polos de processamento de gás natural diferentes, uma situada no estado de São Paulo e outras duas no estado do Rio de Janeiro. Cada gasoduto de escoamento recebeu sua numeração de acordo com a sua entrada em operação. Assim, o Rota 1 representa o primeiro gasoduto de escoamento da produção desses campos, seguido do Rota 2 e do Rota 3 (que ainda não está operacional).

A Figura 5 apresenta, de forma simplificada, essas rotas (Rota 1, Rota 2 e Rota 3) e os polos de processamento de gás natural de destino do gás natural bruto (respectivamente, UTGCA, UTGCAB e UTGITB).

²⁴ Por exemplo, o Rota 2, que escoar o gás natural até o terminal de Cabiúnas (UTGCAB), é um gasoduto de propriedade da Petrobras, Shell, Repsol-Sinopec e Petrogal.

Figura 5 – Escoamento do gás natural da Bacia de Santos



Fonte: Petrobras, 2022.

O Rota 1 é composto de dois trechos, sendo seu primeiro trecho construído para escoar a produção dos campos produtores do pós-sal de Mexilhão, Uruguá e Tambaú. Em função das descobertas do pré-sal, foi construído o segundo trecho, estendendo o gasoduto até o campo de Tupi, visando aproveitar a infraestrutura existente para escoar a produção do pré-sal até a UTGCA, no estado de São Paulo. Já, o Rota 2 inicia-se no campo de Cernambi, escoando a produção até a UTGCAB, no estado do Rio de Janeiro. Por fim, o Rota 3 inicia-se no campo de Tupi, escoando para a UTGITB, também conhecida como Polo do Gas-Lub (antigo Comperj), no estado do Rio de Janeiro.

Dado que a UTGITB ainda está em construção e que há previsão para finalização das obras apenas para 2024²⁵, o gasoduto de escoamento Rota 3, atualmente, está inoperante, no que se refere à chegada em terra. No entanto, já se encontra em operação um trecho do duto que se conecta a montante e jusante com o Rota 2, permitindo a operação em “loop”, com escoamento de gás processado pelas UEPs que interligam a este trecho, mas sem aumento na capacidade de disponibilização total de gás natural.

Em junho de 2021, a Petrobras interligou fisicamente os gasodutos de escoamento da produção Rota 1 e Rota 2, ao concluir o lançamento do trecho marítimo do gasoduto Rota 3. Assim, qualquer campo que destine a sua produção ao escoamento por estes dutos movimentará o gás natural por meio de qualquer Rota. A operação unificada do escoamento da produção dessa região é o princípio do SIE proposto pela Petrobras.

O SIE entrou em vigor em junho de 2021, quando os parceiros começaram a escoar o gás natural até os polos de processamento de gás natural. Somente após mais de um ano de assinatura desses acordos, é que ocorreu a primeira assinatura de instrumento jurídico do serviço de processamento ofertado nas instalações de tratamento e processamento, pela Petrogal Brasil, em 01/08/2022. Mais recentemente, em 27/12/2022, a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. assinou contrato de escoamento e processamento do gás oriundo do Campo de Búzios.

²⁵ Conforme divulgado pela mídia em <https://petronoticias.com.br/apos-escolher-a-toyo-setal-para-concluir-a-upgn-do-polo-gaslub-petrobras-quer-iniciar-operacao-do-projeto-em-2024/> (acesso em 28/08/2023).

Como mecanismo anterior ao acordo para prover o serviço de processamento, a Petrobras adotou solução transitória por meio de um *swap* de gás rico por produtos. O contrato de *swap* permite a compra de gás rico na ‘boca do poço’, ou na entrada do polo de processamento de gás natural, associado à venda de gás especificado e seus derivados na saída da instalação, de forma a mimetizar o serviço de processamento para terceiros, porém envolvendo duas operações comerciais subsequentes. Se de um lado este acordo de *swap* garante a propriedade ao gás natural especificado e seus derivados aos produtores, que antes só tinham a opção de realizar a venda à Petrobras deste gás na “boca do poço”, por outro, não estabelece contrato de prestação do serviço de tratamento e processamento do gás natural. Portanto, trata-se de operação que não se configura como acesso de terceiros, tal como determinado pela Nova Lei do Gás. Por este motivo, é solução transitória e não deve ser perpetuada.

Diante da possibilidade de que a Petrobras esteja exercendo poder de mercado e protelando o acesso efetivo às instalações essenciais no âmbito dos contratos em vigor do SIE e o SIP, estes têm sido objeto de discussões entre a firma incumbente e a ANP, com vistas ao seu aprimoramento e a uma melhor compreensão por parte da Agência sobre as condições de adesão a esses contratos, sobre a sua transparência e sobre a eficácia em termos de concessão de acesso de forma efetiva. Portanto, eles não podem ser considerados como uma solução definitiva, mas algo a ser aprimorado.

III.5.4. Renegociação dos contratos com as distribuidoras e judicialização mediante início de adoção de conduta anticoncorrencial por parte da Petrobras

A partir de meados de 2021, as distribuidoras locais de gás natural canalizado localizadas nas regiões Sul e Sudeste brasileiro iniciaram um processo de renegociação dos contratos de compra da molécula, diante da finalização do período de vigência dos contratos anteriores. No entanto, devido à elevação dos preços de gás para as distribuidoras e, portanto, para os consumidores, a maioria dos casos de renegociação foi judicializado, sendo questionados junto à justiça, a partir de três alegações principais, descritas nos parágrafos a seguir²⁶.

Em novembro de 2021, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) entrou com representação junto ao CADE com pedido de medida preventiva em face da Petrobras, argumentando que a empresa incumbente estaria adotando condutas enquadradas como infrações à ordem econômica, no suprimento de gás natural, impedindo a abertura do setor e o ingresso de concorrentes no mercado. Essa representação foi sucedida por demandas judiciais, ajuizadas por representantes das várias Unidades Federativas, em que se contestam a elevação dos preços fixados pela Petrobras nas renegociações dos contratos de compra e venda de gás com as distribuidoras locais. De forma geral, observa-se que os argumentos utilizados nessas ações judiciais estão consolidados nas alegações feitas pela Abegás.

A primeira alegação afirma que a Petrobras inviabilizou a concorrência no suprimento de gás natural especificado ao mercado, ao protelar o acesso de terceiros aos polos de processamento de gás natural. Esta protelação no acesso às instalações de tratamento e processamento impediu que concorrentes ofertassem o gás natural de sua propriedade nos gasodutos de transporte resultando na obrigação das distribuidoras e consumidores livres comprarem gás natural da Petrobras.

²⁶ Embora a ANP não tenha participado ativamente desses casos, por se tratar de matéria de competência do CADE e do Poder Judiciário, ela foi consultada sobre o assunto pela Advocacia Geral da União, a partir do Ofício 00390/2022/GECON/ER-REG-PRF1/PGF/AGU (SEI nº 2162180). Os principais documentos a respeito desses casos podem ser consultados no Processo SEI nº 48600.201462/2022-23.

A segunda alegação refere-se à imposição, por parte da Petrobras, de cláusulas *take-or-pay*, que impedem as distribuidoras de compensarem eventuais migrações futuras de clientes para o mercado livre. Neste caso, destaca-se que a única possibilidade de compensação se refere à possibilidade de que essa migração tenha como fonte de fornecimento a Petrobras. Considerando que consumidores que migram para o mercado livre frequentemente apresentam elevados volumes de consumo, essa cláusula garante à Petrobras a manutenção do fluxo de receitas independentemente do grau de concorrência observado no mercado, alocando esse custo às distribuidoras e, no limite, aos seus consumidores cativos.

Já a terceira alegação diz respeito a uma suposta violação da cláusula 2.5 do TCC firmado com o CADE, que indica que um dos compromissos da Petrobras seria não adquirir volume adicional de gás natural de outros fornecedores, exceto em certas hipóteses e condições previstas no TCC.

A análise desses casos de renegociação dos acordos entre a Petrobras e as distribuidoras e a sua judicialização por parte das autoridades estaduais indica a necessidade na concretização de avanços regulatórios para garantir que terceiros interessados possam exercer o seu direito legítimo de acessar as infraestruturas de gás natural e iniciar a pressão competitiva no elo da comercialização. Especificamente, nesses casos, há um potencial abuso do exercício de poder de mercado por parte da firma incumbente, uma vez que, ao deter a propriedade dos polos de processamento de gás natural, sendo a única compradora de gás natural e, virtualmente, a única vendedora de gás natural especificado para as distribuidoras do sul e do sudeste brasileiros e para os consumidores livres dessas regiões, a Petrobras impõe preços elevados no suprimento de gás e cláusulas do tipo *take-or-pay*, em que transfere para as distribuidoras e consumidores cativos os riscos de migração dos consumidores da condição de cativo para livres.

III.5.5. O arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, da Petrobras para a Excelerate Energy

O arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia ou Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos (TR-BA), de propriedade da Petrobras e operado por esta empresa desde 2013, ano em que recebeu autorização da ANP para sua operação, foi prevista pela já citada cláusula 2.6 do TCC. O arrendamento se inseria no contexto do programa governamental Novo Mercado de Gás, do qual o TCC era um dos instrumentos para sua efetivação, tendo em vista que a intenção da Petrobras, à época, era “de reduzir e otimizar sua participação no setor de gás natural”, e esse programa, assim como o “Gás para Crescer”, objetivava a promoção de um mercado com “maior diversidade de agentes, maior liquidez, competitividade e acesso à informação de forma a contribuir para o crescimento do país”²⁷.

O edital do processo de licitação para o arrendamento do terminal foi publicado pela Petrobras em 03 de agosto de 2020 e o certame só foi concluído em 25 de agosto de 2021, tendo como vencedora a Excelerate, única interessada. A Autorização SIM-ANP nº 767, para permitir à Excelerate operar o terminal com capacidade de 20 milhões de m³/dia, foi outorgada em 2 de dezembro de 2021, com base na Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, norma vigente para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

É importante frisar que o processo de arrendamento do TR-BA, embora estivesse previsto nos instrumentos de implantação dos programas governamentais da época, conforme já citado, não pode ser confundido com o acesso de terceiros à instalação detida pela Petrobras.

²⁷ Vide os “considerandos” do TCC Petrobras-CADE.

No contexto regulatório do setor de óleo e gás, ele foi tão somente uma transferência de titularidade entre a Petrobras e Excelerate, com o objetivo de possibilitar que ao menos mais um novo agente tivesse condições de suprir o mercado brasileiro a partir do GNL importado, aumentando a concorrência no segmento de comercialização de gás natural.

Os dados públicos consolidados de importação de GNL nos terminais conectados ao sistema de transporte durante o período no qual a Excelerate atuou como operadora do TRBA (compreendido entre 08/dez/2021 e 30/ago/2023), mostram a arrendatária e a Petrobras com participações equivalentes na importação do energético, com a primeira importando 49,14% e a segunda 50,84% do volume total.²⁸

Além disso, no período de dois anos de vigência do arrendamento, que se encontra prestes a expirar, a totalidade do gás movimentado pelo terminal e direcionado para a rede de transporte da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG foi de propriedade da Excelerate, não havendo a participação de terceiros interessados além da operadora do terminal no uso desta infraestrutura.

III.5.6. A tentativa de “promoção do acesso simplificado” ao Terminal de GNL de Pecém (TR-Pecém)

Durante a crise hidroenergética de 2021, período em que a escassez de chuvas levou à elevação da geração de eletricidade em usinas termoeletricas no Brasil, a ameaça ao abastecimento de gás se intensificou com a parada para a manutenção da Plataforma de Mexilhão, infraestrutura fundamental para o fornecimento de gás por meio do gasoduto de escoamento da produção Rota 1. Devido a questões relacionadas com a segurança operacional daquela unidade, não foi possível adiar a manutenção programada para o mês de setembro de 2021, e a plataforma de fato permaneceu parada entre 28 de agosto e 4 de outubro de 2021.

A fim de mitigar os eventuais impactos da indisponibilidade dessa infraestrutura, em 5 de agosto de 2021, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), instituída pela Medida Provisória nº 1055, de 28 de junho de 2021, avaliou as recomendações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e, dentre diversas medidas, determinou que a Petrobras providenciasse, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação por meio da promoção do acesso imediato e simplificado de terceiros ao Terminal de Regaseificação de Pecém para o primeiro agente que comprovasse expertise técnica e desse início à operação em menor prazo, *“sem prejuízo de poder antecipar o término e efetiva operacionalização do processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos, no Estado da Bahia, e concomitante deslocamento do navio FSRU desse terminal para o Terminal de Regaseificação de Pecém, no Estado do Ceará”*.

O referido “acesso simplificado” foi tratado no âmbito do processo ANP nº 48610.216068/2021-90, em que as condições contratuais para o TR-PECÉM foram debatidas entre a Petrobras e a ANP. Em 17 de setembro de 2021, a Petrobras publicou a convocação para o processo de acesso. Conforme Carta INP/ARX 0199/2021 (SEI nº 1689638) e Carta INP/ARX 0360/2021 (SEI nº 1810255), tendo em vista a previsão do item 3.2.1 da Convocação, em 1º de outubro de 2021 ocorreu a sessão pública presencial para recebimento das propostas

²⁸ Embora o arrendamento do TRBA pela Excelerate tenha reduzido a participação da Petrobras nas importações de GNL, a partir da observação dos dados públicos de movimentação de gás natural, pode-se concluir que tal fato não aumentou a concorrência no segmento de comercialização de gás no sistema integrado de transporte, uma vez que a Petrobras segue constando como único agente a injetar gás nos pontos de entrada que movimentam gás oriundo do TRBA.

comerciais. A sessão foi aberta às 14h e, não tendo comparecido empresa interessada até às 15h, foi encerrada pela Comissão de Negociação da Petrobras, não havendo vencedores.

III.5.7. Lições aprendidas pela equipe técnica da ANP ao analisar o acesso às infraestruturas de gás natural

A partir das experiências da ANP nas discussões relacionadas ao acesso na modalidade negociada, anteriormente à promulgação do marco legal da Nova Lei do Gás às infraestruturas de gás natural, principalmente nos casos associados aos polos de processamento de gás natural de Cacimbas (ES) e Guamaré (RN), é possível extrair lições, que potencialmente fundamentam as diretrizes para a elaboração do novo instrumento regulatório. As lições aprendidas decorrem de eventual exercício de poder de mercado do proprietário das instalações ao impor dificuldades ao acesso que representam efetivas barreiras à concorrência no mercado a jusante (o elo da comercialização). Destaca-se que a imposição de dificuldades para se assegurar o acesso ocorreu sem fundamentação técnica válida, elemento que protelou as negociações. Além disso, não se pode negar que o acesso ao menos a uma instalação de tratamento e processamento de gás natural ocorreu por meio de uma remuneração elevada, sem critérios claros, objetivos e públicos. Repisa-se que estes elementos estabeleceram efetiva barreira à entrada de potenciais competidores ao elo da comercialização de gás natural, com impactos negativos sobre os demandantes de gás natural e sobre os produtores de gás natural, que então são obrigados a vender a molécula na “boca do poço”.

A partir da análise da negociação para o acesso aos gasodutos de escoamento da produção e acesso à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (ES), a regulação deve limitar a negativa de acesso a elementos estritamente técnicos. Além disso, deve-se considerar a possibilidade de que a negativa para o acesso com base em elementos técnicos deve ser agregada de estudo técnico justificando a inviabilidade técnica para aquele acesso. Não se pode negar a hipótese de que a empresa proprietária da instalação detém poder de mercado durante a negociação para o acesso às instalações, elemento que determina a necessidade de supervisão regulatória para limitar a imposição de obstáculos que impedem o acesso e, conseqüentemente, restringem a concorrência no mercado da comercialização.

Em relação ao caso do acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré (RN), é possível extrair quatro lições. Em primeiro lugar, tal como no caso da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, as negativas de acesso devem ser fundamentadas e justificadas com base em elementos técnicos que impeçam, de fato, o acesso. Entre os elementos impeditivos para o acesso, não devem constar a necessidade de obras que, do ponto de vista regulatório ou operacional, não sejam estritamente impeditivas para a concessão do acesso naquele momento. Em segundo lugar, a ausência de prazo máximo de negociações entre os agentes interessados pode representar um elemento para a protelação das negociações e uma forma de disfarçar a negativa de acesso por meio de negociações duradouras. Em terceiro lugar, findo o prazo de negociação, deve-se avaliar a necessidade de a ANP analisar, de ofício, eventual protelação das negociações como exercício de poder de mercado do agente proprietário visando limitar ou até impedir a concorrência no mercado a jusante. Em quarto lugar, a necessidade de que a remuneração calculada pelo proprietário e negociada entre as partes seja baseada em critérios claros, objetivos e públicos, tendo em vista a possibilidade de o proprietário daquele ativo exercer o seu poder de mercado para comprimir as margens associadas à venda da molécula no mercado a jusante.

Em relação aos mencionados processos de acesso aos terminais de GNL, tanto o arrendamento ao TR-BA como a tentativa de acesso simplificado ao TR-Pecém não podem ser considerados modalidades de acesso minimamente próximas ao que uma regulamentação deve prever para estar em consonância com o disposto no art. 28 da Lei nº 14.134/2021, ou à

experiência internacionalmente consagrada para uso de terceiros interessados das capacidades dessas instalações. Independentemente de terem sido concluídos, nenhum dos dois processos contemplou elementos para se configurar como oferta negociada de acesso de terceiros, tais como disponibilização de informações mínimas entre operadores e interessados, procedimentos para resolução de conflitos, dentre outros elementos abordados ao longo do presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

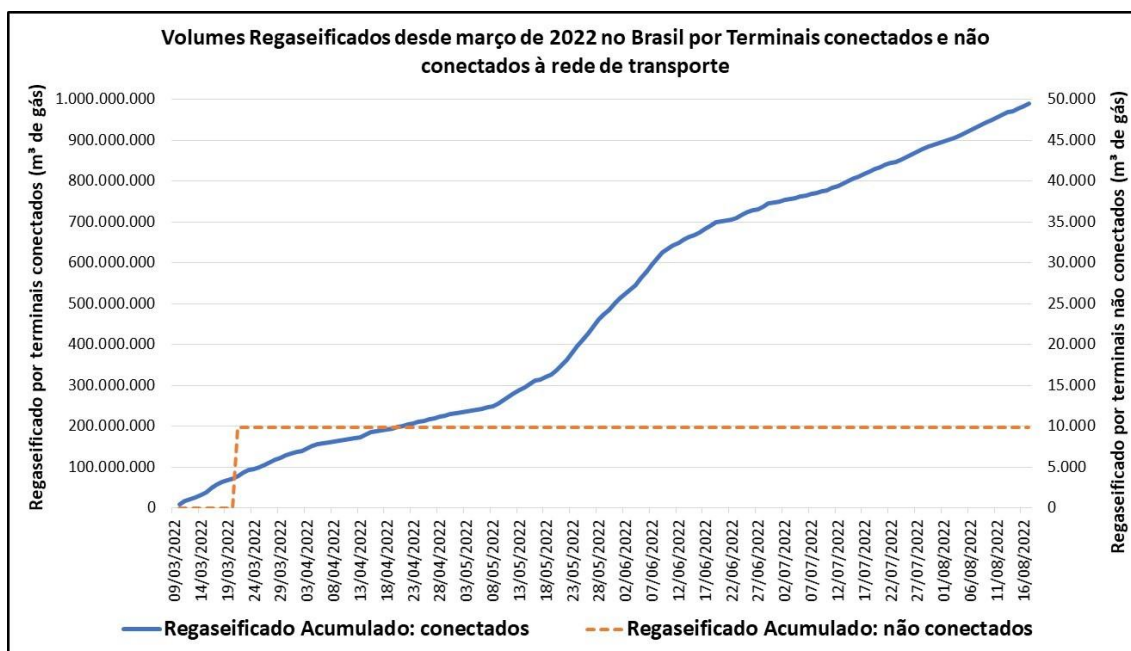
Ainda em relação ao acesso de terceiros aos terminais de GNL, é relevante abordar a importância da conexão dessas instalações às redes de transporte de gás natural, tanto para viabilizar o acesso aos terminais como para permitir maior liquidez ao mercado de comercialização de gás natural, conforme asseverado na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, que aponta a importância do acesso aos sistemas de gasodutos a jusante dos terminais de GNL como complemento ao acesso aos próprios terminais. No Brasil, há terminais que se conectam à rede de transporte e terminais de regaseificação de GNL que se conectam diretamente aos seus usuários finais (no caso, usinas termoeletricas), conforme indicado no Quadro 3 da supracitada nota conjunta²⁹. As figuras 6 e 7³⁰, que, respectivamente, apontam os volumes regaseificados acumulados e a variação dos níveis de estoques de GNL de terminais não conectados e terminais conectados às redes de transporte evidenciam que a movimentação de cargas nestes últimos é muito superior àquela observada nos primeiros. Dessa forma, o acesso a terminais conectados é significativamente mais viável dado que há maior disponibilidade de capacidade oriunda das sucessivas atracções e descargas de GNL, em contraponto aos terminais não conectados do país, em que navios metaneiros armazenadores de GNL permanecem, com frequência, indefinidamente atracados aos portos dos terminais. As cargas desses navios, que ficam parados à disposição das usinas termoeletricas dos terminais aos quais estão associadas, perdem-se paulatinamente pelo *boil-off*³¹, além de prejudicar, ou até mesmo impossibilitar, o acesso de terceiros ao terminal. Ou seja, conforme destacado pela Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022: *“Nos terminais não conectados, não há capacidade disponível, seja na forma de slot, armazenagem ou capacidade de regaseificação, até que aquele volume de GNL mantido no terminal seja despachado ou utilizado pelos usuários finais aos quais estão associados. No caso do Brasil, são terminais associados a usinas termoeletricas”*.

²⁹ Vide Tabela 4 do presente relatório.

³⁰ Figuras 17 e 18 da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022

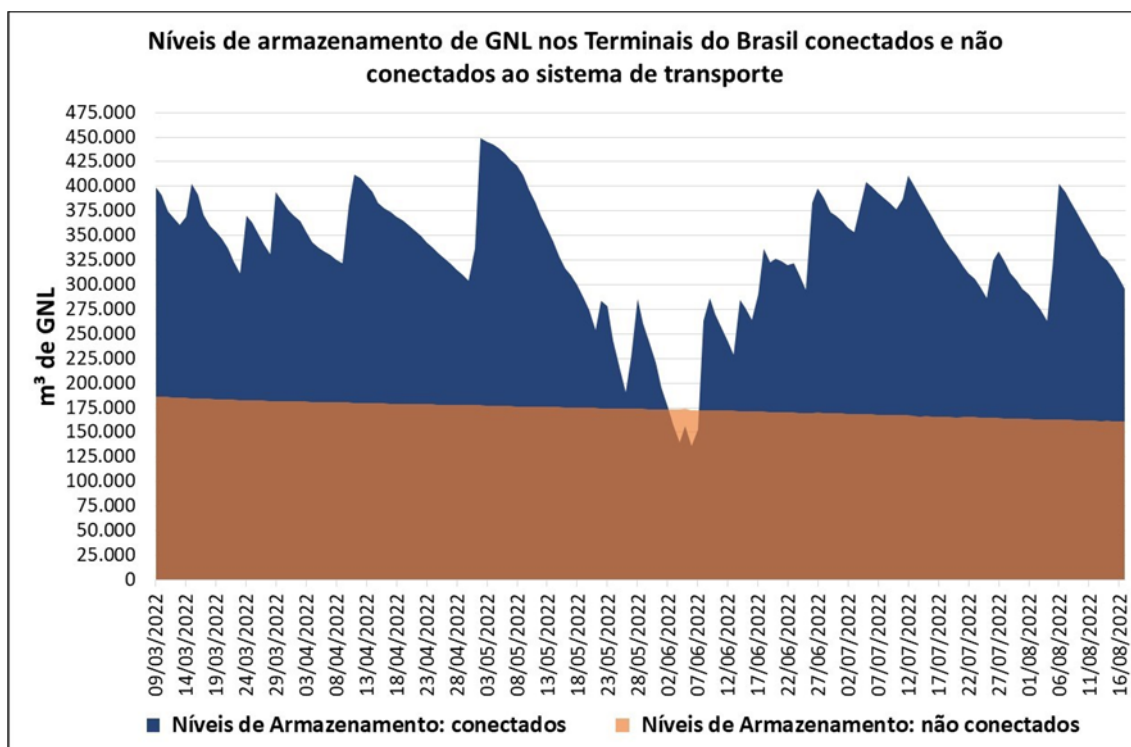
³¹ O *boil-off* é a inevitável evaporação de gás natural que ocorre nos tanques de GNL. Esse gás deve ser removido de forma a preservar a pressão operacional desses tanques.

Figura 6 - Volumes Regaseificados de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil



Fonte: Dados de ANP (Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022)

Figura 7 - Níveis de armazenamento de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil.



Fonte: Dados de ANP (Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022).

A Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022 adicionalmente destaca que os terminais de GNL brasileiros originalmente concebidos para dedicação exclusiva a projeto de geração termelétrica (que operam de forma isolada) já adotam medidas concretas para conexão à malha de transporte de gás natural (Terminal de Barra dos Coqueiros – CELSE, em Sergipe, e Terminal GNA Açú, no Rio de Janeiro). Conforme apontado pela supracitada nota: *“Aparentemente, tal movimento denota uma percepção, por parte desses agentes, dos benefícios de estarem interconectados ao sistema integrado de transporte, em especial quanto à segurança de seu suprimento de gás e pela possibilidade de, a depender das condições de mercado, acessar gás nacional a preços mais competitivos que os do GNL no mercado internacional”*. Vale acrescentar que, em um ambiente institucional em que o acesso de terceiros esteja garantido, nos termos do art. 28 da Lei nº 14.134/2021, os operadores de terminais de GNL conectados também podem auferir mais ganhos a partir da comercialização de capacidade disponível para terceiros interessados.

Independentemente das vantagens atreladas à conexão de terminais de GNL nas redes de transporte, pode haver casos em que os operadores desses terminais não se interessem em construir gasodutos que os liguem a esses sistemas. Apesar de não ser possível obrigar que terminais de regaseificação implementem conexões a suas expensas, não há justificativa plausível que permita um operador ou proprietário de terminal de GNL recusar investimentos de terceiros que visem a conectá-lo ao transporte, desde que preservadas a segurança operacional e a integridade das instalações. Tal prerrogativa já é parte da regulamentação existente para o acesso de terceiros a terminais aquaviários de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Conforme o art. 29 da Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022, *“o operador fica obrigado a permitir a conexão dutoviária do terminal com instalações de terceiros interessados”*. Dessa forma, é razoável trazer, à regulamentação das infraestruturas essenciais de gás natural, dispositivo semelhante que determine o aceite de investimentos, por parte de operadores ou proprietários dessas infraestruturas, que visem a conectar terceiros interessados ou redes de transporte a essas instalações, desde que, obviamente, respeitados os requisitos de segurança operacional e de integridade.

IV. AGENTES ECONÔMICOS, USUÁRIOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DEMAIS AFETADOS

De uma forma geral, são afetados todos os agentes da indústria do gás natural, da exploração aos usuários finais, passando pela produção, processamento, transporte, distribuição, carregadores, comercializadores e usuários finais, uma vez que todos dependem do conjunto de infraestruturas essenciais de gás natural. No entanto, os agentes diretamente e mais incisivamente afetados são os operadores dessas infraestruturas, apontados no art. 28 da Lei nº 14.134/2021, que, a depender, da regulamentação a ser editada, deverão tomar medidas e executar ações específicas para seu atendimento.

Com relação aos gasodutos de escoamento da produção de gás natural, os primeiros agentes econômicos diretamente afetados pela edição do normativo que viabiliza o acesso de terceiros às instalações essenciais de escoamento são os atuais detentores dessas instalações. Atualmente, há cerca de 2.700 km de gasodutos de escoamento da produção em operação no Brasil, sendo a Petrobras operadora de 90% desses dutos. Da mesma forma, os agentes produtores de gás natural também serão afetados com a possibilidade de novos meios de movimentação do gás natural produzido. Ainda, qualquer agente econômico que optem por adquirir o gás natural diretamente do produtor também será afetado pela possibilidade de

escoamento do gás natural, em especial os detentores de instalações de tratamento ou processamento de gás natural. Adicionalmente, em virtude da característica de rede da indústria do gás natural, todos os consumidores de gás movimentado em decorrência do acesso de terceiros às estruturas de escoamento serão impactados pelo normativo.

Em relação às unidades de processamento ou tratamento de gás natural, os agentes primordialmente afetados pela regulamentação a ser editada são aqueles responsáveis pela operação das instalações, além daqueles que constroem ou pretendam projetar ou construir tais infraestruturas. Atualmente, a capacidade de processamento de gás natural do Brasil é de aproximadamente 101,8 milhões de m³ por dia, sendo a Petrobras a detentora da maioria dos polos de processamento de gás natural, conforme aponta a Tabela 3, havendo também unidades operadas por outros agentes, tais como a Alvopetro, a 3R Petroleum e a Origem.

Tabela 3 - Capacidade de processamento de gás natural, segundo polos produtores, em 31/12/2022

Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Operador	Capacidade nominal (mil m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	Petrobras	12.200,0
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	Petrobras	350,0
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	3R Petroleum	5.700,0
Origem Energia	Pilar (AL)	2003	Origem	1.800,0
Catu	Pojuca (BA)	2022	Petrobras	2.000,0
Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	Petrobras	6.000,0
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	Petrobras	18.100,0
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	Petrobras	2.500,0
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	Petrobras	5.000,0
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987		25.160,0
RPBC	Cubatão (SP)	1993	Petrobras	2.500,0
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	Petrobras	20.000,0
Alvopetro	Mata de São João (BA)	2020	Alvopetro	500,0
Total				101.810,0

Fonte: Adaptado do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023 (ANP, 2023)

A terceira categoria de agentes diretamente afetados, conforme estabelecido pelo art. 28 da Lei nº 14.134/2021, são aqueles responsáveis pela operação de terminais de regaseificação de GNL atualmente implantados no Brasil, bem como aqueles que estejam atualmente construindo ou planejando novos terminais. A Tabela 4, reproduzida a partir da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, com adaptações, elenca os terminais operacionais ou em construção no país. Todos são terminais de regaseificação, não havendo, até o momento, terminais de liquefação.

Tabela 4 - Principais características dos terminais de GNL brasileiros, existentes e projetados

Terminal	Operador	Tipo	Status*	Capacidade de entrega de gás (m ³ /dia)	UF	Conexão ao transporte
Pecém**	Petrobras	FSRU	Operacional desde 2009	7 milhões	CE	sim
Baía de Guanabara	Petrobras	FSRU	Operacional desde 2009	20 milhões	RJ	sim
Baía de Todos os Santos***	Excelerate	FSRU	Operacional desde 2013	20 milhões	BA	sim
Barra dos Coqueiros	CELSE	FSRU	Operacional desde 2019	21 milhões	SE	não****
GNA Açú	UTE GNA I	FSRU	Operacional desde 2020	21 milhões	RJ	não****
TRSP	TRSP S.A.	FSRU	Em projeto / construção	14 milhões	SP	não
Babitonga	NFE	FSRU	Em projeto / construção	15 milhões	SC	sim
Barcarena	CELBA	FSRU	Em projeto / construção	15 milhões	PA	não

Fonte: Elaboração a partir dos dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

* Status em outubro de 2023.

** A propriedade das instalações de Pecém passará da Petrobras para a Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP S/A) em 1º/01/2024³².

*** Terminal de propriedade da Petrobras arrendado à Excelerate desde dezembro de 2021, com término do arrendamento em 31 de dezembro de 2023.

**** Terminais não conectados, mas com conexão ao transporte prevista ou em implantação.

Além dos operadores, os agentes que utilizem ou pretendam utilizar a capacidade das instalações essenciais de gás natural também serão diretamente afetados pela regulamentação do tema, seja pelo efetivo exercício do direito ao acesso, preconizado na Lei nº 14.134/2021, ou pelas obrigações que também serão estabelecidas para os potenciais usuários dos serviços de escoamento, processamento ou regaseificação, a fim de que os operadores possam efetivamente lhes prestar esses serviços.

Por fim, o próprio regulador do mercado de escoamento de gás natural, ou seja, a ANP, será afetada na possibilidade de um normativo sobre acesso de terceiros, dado às novas obrigações com vistas a manter a qualidade do mercado regulado.

IV.1. Microempresas e Empresas de Pequeno Porte

Conforme evidenciado na presente Seção IV, as unidades de tratamento ou processamento de gás natural, os terminais de GNL e a imensa maioria dos gasodutos de escoamento da produção existentes ou planejados no Brasil são detidos e/ou operados por agentes que não se enquadram como microempresas ou empresas de pequeno porte. Assim, no que se refere à aplicação do disposto no inciso VII-A e no § 2º do art. 6º do Decreto nº 10.411, de 2020, que determina que o relatório de AIR deve incluir a análise dos impactos sobre microempresas e empresas de pequeno porte, bem como medidas que podem ser adotadas para minimizar esses impactos, praticamente não há agentes regulados, proprietários ou operadores,

³² Comunicado expedido pela CIPP em 12 de julho de 2023, disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/comunicado/>. Acesso: 12/11/2023.

que se incluíam nessa categoria. Vale destacar que as microempresas e empresas de pequeno porte são categorias definidas na Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. De acordo com seu art. 3º, inciso I, consideram-se microempresas aquelas que auferem, em cada ano-calendário, receita bruta igual ou inferior a R\$ 360 mil. Empresas de pequeno porte, por sua vez, são aquelas em que o valor da receita bruta é superior a R\$ 360 mil e igual ou inferior a R\$ 4,8 milhões (inciso II do art. 3º da Lei Complementar nº 123, de 2006).

Vale ressaltar que no setor de petróleo e gás, um agente econômico é classificado como de pequeno ou médio porte de acordo com sua produção diária de hidrocarbonetos. Nos termos da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, empresas de pequeno e médio porte são aquelas cuja produção média anualizada seja, respectivamente, inferior a 1.000 (mil) e 10.000 (dez mil) barris de óleo equivalente por dia de petróleo ou gás natural, no Brasil ou no exterior³³.

No entanto, mesmo para esses pequenos e médios produtores, não se vislumbra que as alternativas regulatórias obtidas, conforme as avaliações apresentadas na Seção XII do presente Relatório de AIR, impliquem custos regulatórios ou dificuldades de implantação superiores, ou que proporcionalmente sejam mais significativos, que aqueles que serão arcados por proprietários ou operadores de maior porte. Ao contrário, os efeitos da regulamentação ora em construção têm o potencial de beneficiar operadores, comercializadores, usuários ou outros agentes regulados que se enquadrem como de pequeno porte.

Na verdade, as medidas e ações regulatórias a serem implantadas para a garantia do acesso não discriminatório e negociado a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento e terminais de GNL beneficiarão diretamente agentes que não possuem capacidade financeira para investir na implementação das infraestruturas essenciais necessárias à movimentação de seu próprio gás natural. Dessa forma, é possível que as empresas de pequeno ou médio porte do setor de petróleo e gás sejam as que mais vantagens auferam com a futura entrada em vigor da regulamentação de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás.

V. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

Os principais fundamentos legais para a regulamentação do acesso negociado de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural se encontram na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, e no seu decreto regulamentador, o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Além desses, a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 3, de 7 de abril de 2022 também traz elementos importantes referentes ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. Dessa forma, as subseções a seguir tratam especificamente desses instrumentos legais e infralegais.

V.1. Nova Lei do Gás e Decreto nº 10.712, 02 de junho de 2021

A Lei nº 14.134, editada em 08 de abril de 2021 e publicada no Diário Oficial da União de 09 de abril de 2021, resultou da conversão em lei do substitutivo de 2017 do Projeto de Lei nº 6.407/2013, debatido ao longo de quase cinco anos no Congresso Nacional. A Nova Lei do Gás 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

³³ Incisos II e III do art. 1º da Resolução ANP nº 32, de 2014.

natural, altera as Leis nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), e nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

A Nova Lei do Gás trouxe avanços importantes para a promoção da concorrência no mercado de gás natural, dentre as quais se destacam: o reforço da separação entre a operação dos gasodutos de transporte e os agentes que atuam em elos concorrenciais da cadeia, tais como produção e comercialização; a extinção do modelo de outorga de concessão para construção e operação de gasodutos de transporte e de outras instalações da indústria de gás, tal como a estocagem subterrânea de gás natural; e a possibilidade de adotar mecanismos de estímulo à promoção do aumento da oferta de gás natural, que podem incluir cessão compulsória de capacidade de transporte e programa de venda obrigatória, por meio de leilões, de volumes de gás natural por comercializadores que detenham elevada participação no mercado.

Com respeito ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural na Nova Lei do Gás, merecem destaque os arts. 2º e 28, transcritos abaixo:

“Art. 2º O proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) deverá disponibilizar, em meio eletrônico acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.

(...)

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.” (Grifos nossos)

O art. 2º tem como foco a publicidade das informações consideradas essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural, incluindo as instalações de estocagem e os gasodutos de transporte³⁴, independentemente do regime de acesso ao qual estas instalações estão sujeitas, seja ele o negociado ou o regulado³⁵. São informações tanto técnicas, acerca das características físicas das instalações, bem como comerciais, a respeito do histórico de utilização, da capacidade atualmente contratada e disponível.

Por sua vez, o art. 28 da Lei nº 14.134/2021 assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros, em contraposição ao antigo art. 45 da Lei nº 11.909/2009, que previa que o acesso não obrigatório aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Ou seja, o acesso de terceiros a estas infraestruturas de gás natural deixou de ser voluntário para se tornar obrigatório e objeto de negociação entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadores destas instalações, nos limites e ditames trazidos pela Nova Lei do Gás. Importante destacar que, pela expressão “acesso obrigatório”, entende-se que, a partir da edição da Nova Lei do Gás, o terceiro interessado passou a ter assegurado o direito a negociar seu acesso a capacidades dessas infraestruturas, nos termos legais³⁶. Em outras palavras, a capacidade não é garantida sem que haja uma prévia negociação que chegue a bons termos, nas bases dos parâmetros³⁷ a serem regulamentados.

³⁴ Apesar do art. 2º tratar do conjunto das infraestruturas de gás natural com previsão de acesso a terceiros interessados, diferentes regimes de acesso se aplicam a elas. De acordo com o art. 28 da Lei nº 14.134/2021 os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento e processamento de gás natural e os terminais de GNL encontram-se sob o regime de acesso negociado. Os gasodutos de transporte de gás natural estão sujeitos ao regime de acesso regulado, com as tarifas de transporte propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, conforme critérios estabelecidos pela Agência (§ 2º do art. 13 da Lei nº 14.134/2021 e art. 58 da Lei nº 9.478/1997). Já para a estocagem subterrânea de gás natural, a definição do regime de acesso, se este é regulado ou negociado, cabe à ANP na regulamentação da atividade (art. 22 da Lei nº 14.134/2021 e art. 13 do Decreto nº 10.712/2021).

³⁵ Há dois regimes por meio dos quais se pode conceder acesso a terceiros interessados: regulado (*Regulated Third Party Access - rTPA*) e negociado (*Negotiated Third Party Access - nTPA*).

O acesso regulado é um sistema de acesso baseado em tarifas publicadas, e/ou outras condições e obrigações, conforme determinado por uma autoridade reguladora competente (OFGEM, 2012). Essa abordagem tem caráter mais direto e tende a ter regras de acesso sem ambiguidades e a reduzir o potencial de disputas entre participantes. Esse regime requer um grau considerável de regulação. Por exemplo, a estrutura de custos das empresas (operadores) precisa ser conhecida e definida em detalhes de modo a permitir uma fixação tarifária justa pelo regulador (IEA, 2000).

O acesso negociado é baseado em contratos que refletem acordos comerciais voluntários negociados de boa-fé entre as partes (operadores das instalações e usuários) (OFGEM, 2015 e IEA, 2012). Este tipo de acesso implica maior grau de liberdade para as partes na definição dos termos e condições de acesso (IEA, 2000). A empresa (operador) é obrigada a publicar, *ex-ante*, as principais condições comerciais de uso de sua instalação, que podem incluir, por exemplo, os termos contratuais, o produto oferecido, as regras e requisitos técnicos, bem como exemplos de preços. Nesse regime de acesso é necessário um controle *ex-post*, que pode ser realizado pelo regulador competente, para garantir que os usuários não paguem por cobranças injustificadas, por exemplo (IEA, 2012).

³⁶ Embora não seja um documento normativo, a menção ao livre acesso consta também, por exemplo, no “Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural”, ao tratar das alterações da Nova Lei do Gás em relação ao antigo marco legal do gás natural (CMGN, 2021): “A Nova Lei do Gás cobre outros elos da cadeia de valor do gás natural, além do transporte e distribuição, determinando um conjunto de regras específicas para o escoamento da produção, o tratamento ou processamento, a estocagem, a importação e a exportação de gás. A nova Lei passou a determinar o acesso obrigatório às instalações de escoamento, tratamento, processamento, estocagem e aos terminais de GNL, e trouxe de volta à ANP a competência de autorizar a importação e a exportação de gás natural.” (p. 44). (Grifos nossos). Já com relação ao aspecto negocial do acesso, este se distingue do acesso regulado na medida em que este último ocorre com base em tarifas e termos e condições gerais previamente aprovados pelo ente regulador, enquanto o primeiro ocorre com base na negociação entre as partes a partir da publicação das principais condições comerciais de utilização da instalação ou do sistema.

³⁷ Parâmetros tais como a existência de capacidade disponível ou ociosa, dentre outros.

Além da garantia do acesso não discriminatório e negociado, o art. 28 traz em seus parágrafos uma série de dispositivos complementares necessários à efetivação do uso não discriminatório das instalações de que trata o seu *caput*. O § 1º do art. 28 aponta como direito do proprietário a preferência para o uso de suas próprias instalações, na forma da regulação da ANP. A preferência do proprietário não é uma novidade no setor de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. A Lei nº 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”), no § 2º do art. 58, já estabelecia que seria devida preferência para movimentação dos seus próprios produtos, aos proprietários de dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte. Na prática, o direito de preferência do proprietário representa uma exceção ao princípio da isonomia e não discriminação entre os terceiros interessados e os usuários, com o objetivo de não prejudicar o agente que realizou os investimentos na infraestrutura e que a dimensionou para seu próprio uso.

O § 2º do art. 28 da Nova Lei do Gás atribui aos proprietários e aos terceiros interessados a elaboração, em conjunto, de código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, segundo diretrizes da ANP. Trata-se de inovação inclusive em relação ao acesso a dutos de transporte e terminais estabelecido na Lei nº 9.478/1997. Já os §§ 3º e 4º abordam o aspecto negocial da determinação da remuneração e da duração contratual, com base no código de que trata o § 2º, bem como a possibilidade de a ANP decidir sobre matéria em caso de controvérsia, salvo eleição de outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

É importante notar que, apesar da remuneração e do prazo dos contratos negociados serem objeto da livre negociação entre as partes, estes devem ser determinados a partir de critérios objetivos, previamente definidos e amplamente divulgados. Isto significa que as negociações devem transcorrer a partir de condições gerais pré-estabelecidas, com vistas a facilitar o processo negociação e garantir a transparência e isonomia de tratamento entre os interessados no acesso. Trata-se de medidas determinadas pelo legislador que visam reduzir a discricionariedade das negociações bilaterais, de tal forma que estas não gerem resultados substancialmente distintos em termos da remuneração dos serviços e das condições de prestação do serviço, exceto pelas particularidades do pedido de acesso, como por exemplo a especificação do gás natural que será movimentado na instalação.

Neste sentido, é fundamental o estabelecimento de regras de acesso não discriminatórias entre os interessados e usuários das infraestruturas. A aplicação do princípio da não discriminação é basilar nas questões que envolvem acesso de terceiros, e pressupõe, como regra geral, a igualdade de tratamento de um indivíduo ou grupos, independentemente de suas características particulares, de tal forma que sejam estabelecidos critérios neutros aplicáveis a todos, com o objetivo de prevenir a ocorrência de efeitos desfavoráveis aos membros de um grupo que possuem determinadas características. É possível destacar os procedimentos de alocação de capacidade *pro-rata*, “primeiro a chegar, primeiro a ser servido” (“*first come, first served*”) e leilão como soluções usualmente consideradas nos casos de acesso não discriminatório e concorrencial.

Adicionalmente ao disposto nos arts. 2º e 28 da Lei do Gás, o Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021 (Decreto nº 10.712/2021), o decreto regulamentador da Nova Lei do Gás, trouxe disposições complementares para a regulamentação do acesso negociado das infraestruturas de gás natural por meio dos seus artigos. 16 e 17, transcritos a seguir:

“Art. 16. 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 se dará de forma transparente.”

§ 1º A regulação da ANP poderá estabelecer prazos e condições para a negociação do acesso de que trata o caput, inclusive em relação às cláusulas de confidencialidade, observada a comunicação tempestiva à referida Agência sobre o início das tratativas e a ocorrência de controvérsia.

§ 2º Quando a negociação para obtenção dos serviços de que trata o caput não for concluída no prazo a ser definido na regulação, a ANP poderá atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

§ 3º As cláusulas de confidencialidade em relação às tratativas não afastam o acesso da ANP às informações, nos termos do inciso XVII do caput do art. 8º da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 17. A ANP poderá dar publicidade aos projetos de construção de gasodutos de escoamento e de unidades de processamento de gás natural, de forma a possibilitar a coordenação entre os proprietários das instalações e os agentes interessados no acesso.” (Grifos nossos).

Já no *caput*, o art. 16 aponta a necessidade de o acesso se dar de forma transparente, aspecto essencial para a garantia de acesso não discriminatório. Por sua vez, o § 1º do art. 16 atribui a prerrogativa para a ANP estabelecer um prazo máximo para as negociações transcorrerem, além de prever que as partes devem prontamente comunicar à Agência o início efetivo das tratativas para o acesso, bem como comunicar a ocorrência de controvérsia. As medidas previstas no § 1º são complementadas pela previsão contida no § 2º, que dispõe que findo o prazo estabelecido para a conclusão das negociações, a ANP pode atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

São medidas inspiradas na experiência internacional, especificamente no Reino Unido, após a identificação, naquele país, de impasses frequentes em negociações que envolviam o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás natural, bem como da acusação de que operadores de instalações estariam explorando sua posição de monopólio para extrair o máximo de renda dos agentes interessados no acesso. Além disso, apesar da previsão legal de que os agentes teriam o direito de recorrer ao governo para impor termos e condições de acesso por ocasião de conflito, alguns agentes se mostravam relutantes em fazê-lo, ou tomavam esta atitude tardiamente.

De acordo com a experiência do Reino Unido, o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás natural enfrentavam diversos problemas, como por exemplo: o fato que, para as grandes operadoras, a receita tarifária decorrente da prestação de serviço de escoamento ser pouco significativa em relação à sua operação, sendo preferível o foco na sua própria produção; os proprietários por vezes desejam reter capacidade para uso próprio, uma vez que pode ser difícil prever o seu uso no futuro; e a falta de recursos (pessoal) para lidar com negociações demoradas.

Além das questões acima, identificou-se a necessidade de se considerar a adoção de acesso de terceiros às infraestruturas de produção de óleo e gás em decorrência de vários fatores estruturais, tais como: o fato de pequenas produções de hidrocarbonetos não justificarem o investimento e desenvolvimento de infraestruturas de escoamento; a dependência de conexão a infraestruturas existentes, o que muitas vezes limitam as rotas de escoamento; e o risco de alguns produtores verem seus ativos encalhados, caso não cheguem a termos e condições de acesso justas e em tempo razoável.

Foi com base neste diagnóstico que, em 2012, o *Infrastructure Code of Practice* (ICOP)³⁸, foi revisado para tornar obrigatório notificar a *Oil and Gas Authority* (OGA), atualmente *North Sea Transition Authority* (NSTA), o início das negociações e, no caso de não haver acordo dentro de 6 (seis) meses, o encaminhamento automático para a NSTA para arbitragem, sendo ela a entidade responsável pela resolução de conflitos que envolvem o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás no Reino Unido (ver Subseção 7 para uma descrição mais detalhada das atribuições da NSTA). É importante ressaltar que o *Energy Act 2011*, do Reino Unido, prevê que a NSTA, como sucessora da OGA, pode agir por iniciativa própria (seção 83), tal como prevê o § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021 para a ANP.

Já o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021 estabelece que a ANP poderá dar publicidade prévia aos projetos de construção de gasodutos de escoamento da produção e polos de processamento de gás natural, em complemento às medidas de transparência do art. 2º da Nova Lei do Gás para fins de acesso. Previsão similar já existe para os sistemas de escoamento da produção de petróleo e gás natural no âmbito da aprovação dos Planos de Desenvolvimento dos campos produtores (inciso VII do art. 11 da Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015); os gasodutos de escoamento não integrantes de áreas sob contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural (inciso V do art. 1º e art. 14³⁹ da Resolução ANP nº 52, de 02 de dezembro de 2015); e os polos de processamento de gás natural (§ 3º do art. 3º da Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021). No entanto, é preciso avaliar se o grau de detalhamento das informações publicadas atualmente atende ao objetivo para fins de coordenação entre proprietários e potenciais interessados, conforme dispõe o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021.

A Nova Lei do Gás também trouxe instrumentos adicionais para assegurar o acesso de terceiros de que trata o art. 28 em seu art. 33, o qual dispõe o seguinte:

“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.

³⁸ O ICOP é o código voluntário que estabelece princípios e procedimentos de boas práticas para orientar as negociações para o acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás na Plataforma Continental do Reino Unido, elaborado com a participação de representantes da indústria e do governo (ver Subseção X.1.2 para uma descrição mais detalhada o ICOP).

³⁹ O art. 14 da Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2005 determina a publicidade de projetos para todas as instalações abarcadas pelo regulamento (dutos e suas instalações auxiliares, terminais terrestres e aquaviários, terminais de GNL, dentre outras), exceto para dutos de transferência restritos a áreas industriais.

§ 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.” (Grifos nossos)

De acordo com a Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023, “[o] art. 33 destaca que caberá à ANP acompanhar o mercado nacional de gás natural e, a seu exclusivo critério, desde que ouvido o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), adotar medidas para a promoção de efetiva concorrência nos diversos elos da IGN [Indústria do Gás Natural]”.

Dentre os meios à disposição da ANP encontra a possibilidade de adotar medidas de cessão compulsória de capacidade (inciso I do § 1º), desde que tal medida vise tanto estimular a eficiência e a competitividade quanto prevenir a formação ou continuidade de condições de mercado que favoreçam à prática de infrações contra a ordem econômica (ANP, 2023).

Além daqueles presentes no *caput* do art. 33, o Decreto nº 10.712/2021, adicionou princípios e objetivos que futuras regulamentações referentes a esta lei devem observar. Nos termos do art. 3º e dos incisos abaixo transcritos (ANP, 2023):

“Art. 3º Além dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional estabelecidos no Capítulo I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a aplicação do disposto na Lei nº 14.134, de 2021, e de normas dela decorrentes observará:

I - a promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural;

II - a promoção da livre iniciativa para exploração das atividades concorrenciais;

III - a expansão, em bases econômicas, do sistema de transporte e das demais infraestruturas;

IV - a promoção da eficiência e do acesso não discriminatório às infraestruturas; e

V - a harmonização entre as regulações federal e estaduais relativas à indústria de gás natural.” (Grifos nossos).

Ou seja, a ANP deve observar na sua regulamentação medidas que visem o uso eficiente das infraestruturas (otimização do uso das capacidades) com o objetivo de promover a concorrência na indústria do gás natural.

Ademais, o art. 33 da Nova Lei do Gás estabelece como atribuição da ANP a adoção de medidas que visem reduzir a concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica, porém determina que ANP deve ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), isto é, o CADE, previamente à aplicação dessas medidas. A Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011, que estrutura o SBDC e dispõe sobre a prevenção e a repressão às infrações contra a ordem econômica, estabelece, dentre as competências do CADE, a investigação de condutas anticompetitivas, por meio da sua Superintendência-Geral, e o seu julgamento e imposição de eventuais sanções, por meio do seu Tribunal Administrativo, não sendo competência da autoridade antitruste a adoção de medidas regulatórias voltadas para a desconcentração de um determinado mercado. Nesse sentido, o art. 33 da Nova Lei do Gás reforça tanto o papel da ANP na adoção de medidas para reduzir a concentração do mercado de gás, quanto o papel do CADE de autoridade antitruste, para investigação, instrução e julgamento de condutas anticompetitivas, que deve ser consultada previamente à adoção das medidas em referência.

Para concluir a presente subseção, cabe destacar que apesar de previsão de que a regulamentação do acesso negociado e não discriminatório é uma atribuição legal da ANP, a qual deve seguir todos os procedimentos de participação social no processo decisório referente à regulação da ANP contidos na Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021, o art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 confere à Agência a faculdade de adotar soluções individuais para o atendimento ao disposto na Nova Lei do Gás, conforme estabelecido em seu § 1º, até que regulação específica seja editada:

“Art. 26. A implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134, de 2021, deverá observar os princípios e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

§ 1º A ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto na Lei nº 14.134, de 2021, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica pela referida Agência.

§ 2º Os gastos eficientes necessários para a transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo de sistema de transporte estabelecido na Lei nº 14.134, de 2021, deverão ser suportados pelos transportadores e incluídos nos custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte de todos os respectivos carregadores.” (Grifos nossos).

Desta forma, uma vez observada a necessidade e urgência, a Agência pode atuar prontamente diante de indícios de ações por parte de agentes regulados em desacordo com os princípios da abertura do mercado de gás natural, dentre os quais o direito de acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural.

V.2. Resolução CNPE nº 3, de 07 de abril de 2022

Em 3 de maio de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de nº 3, de 07 de abril de 2022 (Resolução CNPE nº 03/2022), que estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e deu outras providências.

A Resolução CNPE nº 03/2022 surgiu como resultado dos trabalhos realizados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), responsável pelo acompanhamento da implantação do Programa Novo Mercado de Gás. As medidas apresentadas foram propostas com o objetivo de desenvolver o novo mercado de gás, especialmente diante da adequação dos procedimentos e padrões utilizados pelos agentes da indústria do gás natural diante do novo cenário normativo, direcionando esse setor a favor do crescimento econômico nacional (CNPE, 2022; SGPR, 2022).

O art. 1º da Resolução CNPE nº 03/2022 aponta as premissas a serem obedecidas pelas diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil, quais sejam: (i) adoção de boas práticas internacionais; (ii) atração de investimentos; (iii) diversidade de agentes; (iv) maior dinamismo e acesso à informação; (v) participação dos agentes no setor; (vi) promoção da competição na oferta de gás natural; e (vii) respeito aos contratos.

Já o art. 2º efetivamente estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil e, especificamente em relação ao acesso às infraestruturas de gás natural, aponta a promoção do acesso não discriminatório e transparente de terceiros aos

gasodutos de escoamento da produção, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL (inciso XIV).

Em relação à transição para o mercado concorrencial de gás natural, o art. 4º elenca os principais objetivos a serem alcançados e, dentre eles, estabelece a necessidade de elaborar códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL (inciso IV).

O art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022 elenca as medidas consideradas como de interesse da Política Energética Nacional a serem observadas pelos agentes durante o período de transição, estabelecido pelo art. 6º até o término do processo de fusão de áreas de mercado de capacidade do sistema de transporte. O inciso V do art. 8º determina que *“as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP”*. Conforme § 1º, *“o prazo constante do inciso V do caput passa a contar da data de solicitação de acesso, ou da data de publicação desta Resolução para os casos iniciados antes de sua publicação”*. O § 2º, por sua vez, estabelece que *“na hipótese do inciso V do caput, findo o prazo estabelecido, a ANP poderá atuar para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes, sendo recomendada a deliberação sobre o caso em noventa dias, em cumprimento do art. 19, inciso IV, do Anexo I, do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998”* (CNPE, 2022).

Tendo em vista as determinações emanadas pelo art. 8º, inciso V, foram abertos processos específicos pela ANP para que os agentes informassem as negociações em curso, quais sejam: 48610.211557/2022-36 (gasodutos de escoamento da produção), 48610.211959/2022-31 (terminal de GNL da Excelerate), 48610.211957/2022-41 (terminal de GNL da Celse), 48610.211958/2022-96 (terminal de GNL da UTE GNA), 48610.211855/2022-26 (terminais de GNL da Petrobras) e 48610.212454/2022-93 (unidades de processamento de gás natural – UPGN). Para os terminais de GNL, todos os agentes informaram não haver negociações de acesso em curso. Já para os gasodutos de escoamento da produção e polos de processamento de gás natural, a Petrobras informou que estavam em curso negociações para o acesso a suas instalações.

O art. 9º da Resolução CNPE nº 3/2022 estabelece uma série de medidas estruturais e comportamentais, a serem observadas pelo agente que ocupa posição dominante no setor de gás natural, consideradas como de interesse da Política Energética Nacional. Dentre tais medidas, o inciso V aponta a necessidade de disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL.

O art. 10 é inteiramente dedicado ao acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais. A seguir são reproduzidos os princípios gerais para tal acesso:

“Art. 10. São princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais, até a efetiva regulação do tema pela ANP:

I - todos os envolvidos na negociação devem cooperar ativamente para que o acesso ocorra de forma efetiva;

II - as negociações entre o proprietário e o usuário em relação ao uso de uma instalação devem ser organizadas e conduzidas em um espírito de integridade e boa-fé, de acordo com a boa governança corporativa e de forma que as negociações não forneçam a uma das partes uma vantagem excessiva às custas do outro;

III - as condições de acesso negociado devem ser estabelecidas previamente pelo operador ou proprietário e amplamente divulgadas, nos termos da Lei e da regulação;

IV - não se deve exigir participação societária como condição para o acesso;

V - a remuneração para o acesso deve ser baseada em critérios objetivos e considerar um retorno justo e adequado do investimento, a partir de uma prestação de serviço eficiente;

VI - toda recusa ao acesso deve ser devidamente justificada; e

VII - os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural, contendo no mínimo:

a) as remunerações dos serviços prestados;

b) as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;

c) os atuais usuários das instalações; e

d) as negociações em curso, especificando a data de início.” (grifos nossos).

Nos termos do art. 10, esses princípios deverão ser observados até a regulamentação do acesso às infraestruturas de gás natural, objeto do grupo de trabalho instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo 48610.205614/2022-48).

VI. OBJETIVOS A SEREM ALCANÇADOS

O objetivo da proposta de regulamentação a ser editada é o de solucionar o problema regulatório identificado e apresentado na Seção II e Subseção II.5, qual seja, o de assegurar o acesso negociado e não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, cumprindo desta forma o disposto no art. 28 da Lei nº 14.134/2021.

VII. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS POSSÍVEIS PARA ENFRENTAMENTO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

Para compreender melhor as possíveis alternativas para enfrentamento do problema regulatório, é interessante revisitar os antecedentes da Lei nº 14.134/2021. Dessa forma, na presente seção, são apresentados os debates que levaram a esse novo marco legal, com foco especialmente nas discussões que determinaram, nos termos do art. 28 da Nova Lei do Gás que o acesso aos gasodutos de escoamento, às unidades de processamento e tratamento de gás e aos terminais de GNL se daria por meio da modalidade negociada.

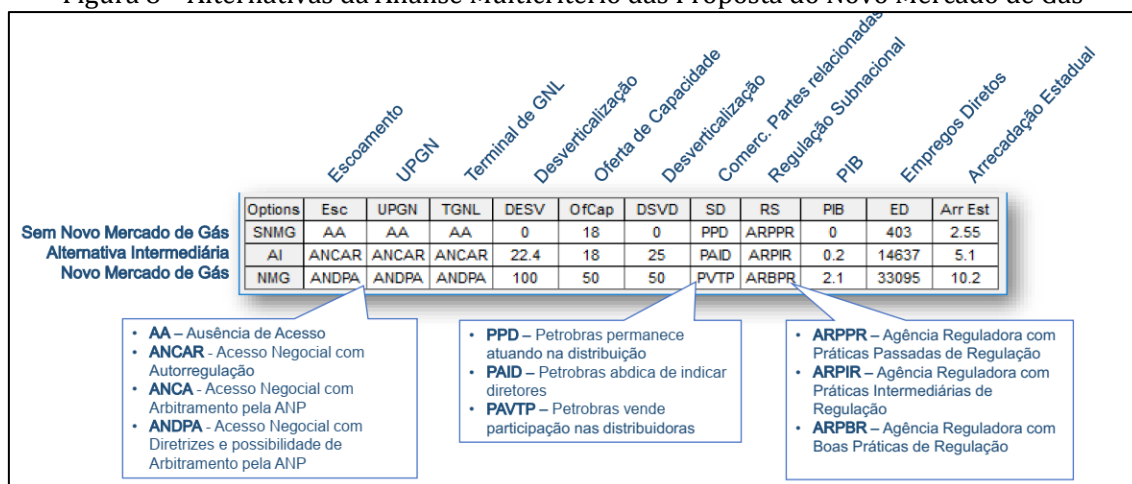
Conforme mencionado na Subseção III.3, o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, com base nas suas atribuições estabelecidas no seu ato de constituição, e com o objetivo de dar suporte à aprovação do novo marco legal da indústria do gás natural, realizou a avaliação de uma série de alternativas para a abertura do mercado de gás

natural, denominando-as da seguinte maneira: “Sem Novo Mercado de Gás”, “Alternativa Intermediária” e “Novo Mercado de Gás”. Dentro de cada uma destas alternativas foram avaliados diferentes critérios, quantitativos e qualitativos, em relação às variáveis consideradas de interesse, a partir de uma abordagem de análise multicritério das propostas⁴⁰.

No caso das infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento da produção, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL), foram avaliadas como opções a evolução das regras de acesso para cada de instalação: “Ausência de Acesso – AA”, “Acesso Negocial com Autorregulação – ANCAR”, “Acesso Negocial com Arbitramento pela ANP – ANCA” e “Acesso Negocial com Diretrizes e possibilidade de Arbitramento da ANP – ANDPA” (MME, 2019a).

Na análise das opções para cada instalação correspondente às alternativas, conforme a Figura 8 a seguir, na opção “Sem Novo Mercado de Gás” não haveria acesso a nenhuma das infraestruturas essenciais de gás natural (opção AA). Na “Alternativa Intermediária”, o acesso seria do tipo negocial com autorregulação (opção ANCAR) e, finalmente, na alternativa “Novo Mercado de Gás”, o acesso seria negocial com diretrizes de acesso e possibilidade de arbitramento pela ANP (opção ANDPA).

Figura 8 – Alternativas da Análise Multicritério das Proposta do Novo Mercado de Gás



Fonte: MME (2019a).

A partir das contribuições coletadas junto aos agentes do mercado e dos membros do Comitê, a alternativa correspondente ao “Novo Mercado de Gás” foi considerada a mais robusta na medida em que dominou globalmente (todos os critérios) em relação as demais alternativas (MME, 2019a). Pela alternativa “Novo Mercado de Gás”, a regra de acesso aplicável aos gasodutos de escoamento da produção, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL foi a ANDPA, similar àquela decorrente das discussões do programa “Gás para Crescer”, e refletida no Substitutivo do PL nº 6.407/2013 (ver Subseção VII.1)⁴¹.

Uma vez que a alternativa eleita contemplou a opção ANDPA, a qual já fora comparada tanto à opção de não regular (AA), quanto a opção intermediária de autorregulação pelo mercado (ANCAR), e em consonância com o disposto na redação do art. 28 da Lei

⁴⁰ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/4.Anlismulticritrio.pdf>. Acesso: 12 nov. 2023.

⁴¹ As principais diferenças entre a redação do artigo que trata do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais constante da Nova Lei do Gás aprovada e o Substitutivo do PL nº 6.407/2013 apresentado em dezembro de 2017 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, foram: a inclusão da previsão da resolução de conflito por parte da ANP, em caso de controvérsia entre as partes (§ 4º do art. 28 da Nova Lei do Gás) e a remoção da exclusão das instalações de tratamento e processamento de gás natural situadas em refinarias existentes antes da lei do escopo de aplicação da norma (§ 5º do art. 5º do Substitutivo do PL nº 6.407/2013).

nº 14.134/2021, entende-se que o ideal, neste processo de AIR, é a avaliação daquelas alternativas que sejam derivadas do modelo referente ao acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados, com diretrizes de acesso postas pela ANP e possibilidade de arbitramento pela Agência, que é o que contempla o presente relatório, cuja Seção XII apresenta as alternativas regulatórias avaliadas.

Não obstante, como será visto na Seção XII, para cada um dos temas considerados, uma alternativa equivalente a não ação ou manutenção do *status quo* foi objeto de avaliação com base nos critérios selecionados. Entende-se que este tipo de abordagem atende ao disposto no inciso VI do art. 6º do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, o qual estabelece que devem ser consideradas “(...) as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas”.

VIII. EXPOSIÇÃO DOS POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

Conforme mencionado na Seção VII, a análise multicritério conduzida pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, em 2019, período anterior à edição da Nova Lei do Gás, concluiu que a adoção do modelo de “Acesso Negocial com Diretrizes e possibilidade de Arbitramento da ANP – ANDPA” era o que melhor contribuiria para o desenvolvimento de um mercado de gás com maior diversidade de agentes. Esse modelo foi considerado o mais adequado para, por meio da utilização mais intensa do gás natural, promover a reindustrialização do país, o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e a geração de empregos. Dessa forma, o acesso negociado e não discriminatório foi incorporado ao substitutivo de 2017 do Projeto de Lei nº 6.407/2013 e, posteriormente, como já explicitado, passou a fazer parte do novo marco legal do setor brasileiro de gás natural editado em 8 de abril de 2021, a Lei nº 14.134/2021. Este pode ser considerado o primeiro movimento de avaliação de impacto das alternativas levadas em conta para a estrutura legal do setor de gás, especificamente no que tange ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural. Deste primeiro movimento, a opção supracitada (ANDPA) foi materializada no art. 28 da Nova Lei do Gás.

O presente Relatório de AIR avalia as opções regulatórias possíveis para regulamentar o art. 28 da Nova Lei do Gás. Em outras palavras, o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil se preocupou em avaliar opções legais para constar no então futuro marco legal a ser editado. A presente Análise de Impacto Regulatório, por sua vez, busca avaliar as opções regulatórias para a futura regulamentação a ser editada, a fim de viabilizar a plena aplicação dos ditames da Nova Lei do Gás.

Nesse sentido, diversos temas foram considerados para a regulamentação do referido artigo, tais como a desverticalização, a preferência do proprietário, a disponibilização de informações, dentre outras, para identificar, para cada um desses temas, a melhor alternativa regulatória. O detalhamento destes temas e das alternativas regulatórias consideradas está apresentado na Seção XII do presente relatório de AIR, que foi construída a partir das informações recolhidas nos processos de participação social empreendidos no âmbito da Ação 2.12 da Agenda Regulatória da ANP (Seção IX) e do mapeamento da experiência internacional (Seção X).

Resumidamente, conforme será detalhado na Seção XII, para a avaliação das alternativas regulatórias de cada tema, foram considerados critérios que, na realidade, correspondem a objetivos ou impactos esperados relativos ao cumprimento do objetivo regulatório identificado,

que consiste em assegurar o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais. Dentre os critérios considerados, constam aqueles que podem ser considerados como impactos (ou objetivos) positivos a serem incentivados, tais como a promoção da concorrência por meio do uso otimizado das capacidades, a atração de investimentos em novas capacidades e a promoção da transparência e da não discriminação, bem como impactos negativos a serem minimizados, tais como o custo regulatório para o agente regulado, que deverá obedecer aos novos ditames da regulação a ser posta, e o custo administrativo para o órgão regulador responsável pela efetiva implantação e monitoramento da futura regulamentação.

Conforme brevemente destacado na Seção XI, não se vislumbra, para nenhuma das opções regulatórias avaliadas e escolhidas, conforme apresentado na Seção XII, risco de edição de ato normativo que represente barreira à entrada de novos agentes no mercado de gás natural. Ao contrário: por meio de ações a serem inseridas na futura regulamentação, que conduzirão à maior transparência das negociações, à maior disponibilidade de informações necessárias ao acesso e à promoção da mediação ou conciliação para a resolução de conflitos, dentre outras, espera-se que seja facilitada e incentivada a entrada de novos agentes no mercado de gás, aumentando a concorrência por meio do uso otimizado de novas capacidades e inibindo impactos ambientais e sociais advindos de investimentos que necessariamente teriam que ser realizados caso não houvesse acesso.

Por fim, vale destacar que, conforme será mais bem detalhado na Seção XII, as alternativas escolhidas levaram em conta, além das melhores opções identificadas na análise multicritério, a aderência legal dessas opções em relação à Nova Lei do Gás.

IX. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

IX.1. A Consulta Prévia nº 1/2023

O primeiro processo de participação social ocorrido da regulamentação do acesso às infraestruturas essenciais foi a realização da Consulta Prévia nº 01/2023, que recebeu comentários e sugestões da sociedade pelo prazo de 78 dias, entre 31 de janeiro e 19 de abril de 2023.

Após o término da referida consulta, foi elaborado o Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023 (SEI 3027269), com o objetivo atender ao art. 14 da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021 (IN ANP nº 8/2021), que disciplina os instrumentos de participação social no processo decisório referente à regulação da ANP, para a Consulta Prévia nº 1/2023, a seguir reproduzido.

Art. 14. O relatório da consulta prévia e o relatório da consulta pública serão disponibilizados no sítio da ANP na internet e conterão, no mínimo, as seguintes informações:

I - a quantidade de contribuições recebidas;

II - a quantidade de participantes classificada por perfil, como: agente econômico, órgão de classe ou associação, órgão de defesa do consumidor, instituição governamental, organização não governamental (ONG), consumidor ou usuário de serviços ou outro;

III - as contribuições recebidas, acompanhadas da justificativa e da identificação do participante e, no caso de consulta pública, a referência ao dispositivo da minuta de ato normativo a que se refere a contribuição.

Inicialmente, a Consulta Prévia nº 1/2023 teve seu início em 31 de janeiro de 2023 e prazo de duração de 60 (sessenta) dias, contados a partir da publicação do Aviso de Consulta Prévia nº 1/2023 na página 95 da Seção 3 do Diário Oficial da União nº 21, de 30 de janeiro de 2023. Ela se referia à Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, intitulada “Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)” (documentos SEI nº 2782589). A Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022 foi elaborada pelo já mencionado GT, instituído por meio da Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022.

A etapa de consulta prévia proporcionou ao órgão regulador a oportunidade de ouvir a sociedade sobre temas que norteiam a proposição da regulamentação, tais como a supervisão regulatória do agente verticalizado, a preferência do proprietário, as diretrizes dos códigos de conduta e prática de acesso, a resolução de conflitos, dentre outros.

O prazo de duração da consulta prévia se encerrou em 19 de abril de 2023, após publicação do Aviso de Alteração de Consulta Prévia nº 1/2023 na página 130 da Seção 3 do Diário Oficial da União nº 62, de 30 de março de 2023, que prorrogou o prazo da referida consulta em 20 dias.

Para a Consulta Prévia nº 1/2023, foi disponibilizado um formulário eletrônico para a coleta de contribuições às perguntas constantes da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022. Foram apresentadas à sociedade 44 questões, distribuídas pelos 10 (dez) temas abordados nessa nota técnica, dispostas da seguinte forma:

- Questões 1 a 4: Quadro Temático 1 – Supervisão regulatória do agente verticalmente integrado (tema “Agente Verticalizado”)
- Questões 5 a 8: Quadro Temático 2 – Preferência do Proprietário (tema “Preferência do Proprietário”)
- Questões 9 a 14: Quadro Temático 3 - Negociação
- Questões 15 a 17: Quadro Temático 4 - Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso
- Questões 18 a 21: Quadro Temático 5 - Resolução de Conflitos
- Questões 22 a 28: Quadro Temático 6 - Disponibilização de Informações
- Questões 29 a 33: Quadro Temático 7 - Procedimento de Congestionamento de Capacidade
- Questões 34 a 37: Quadro Temático 8 - Sistemas Integrados de Escoamento (SIEs) e de Processamento (SIPs)
- Questões 38 a 40: Quadro Temático 9 - Condições e Critérios para Cessão Compulsória de Capacidade
- Questões 41 a 44: Quadro Temático 10 - Outros temas

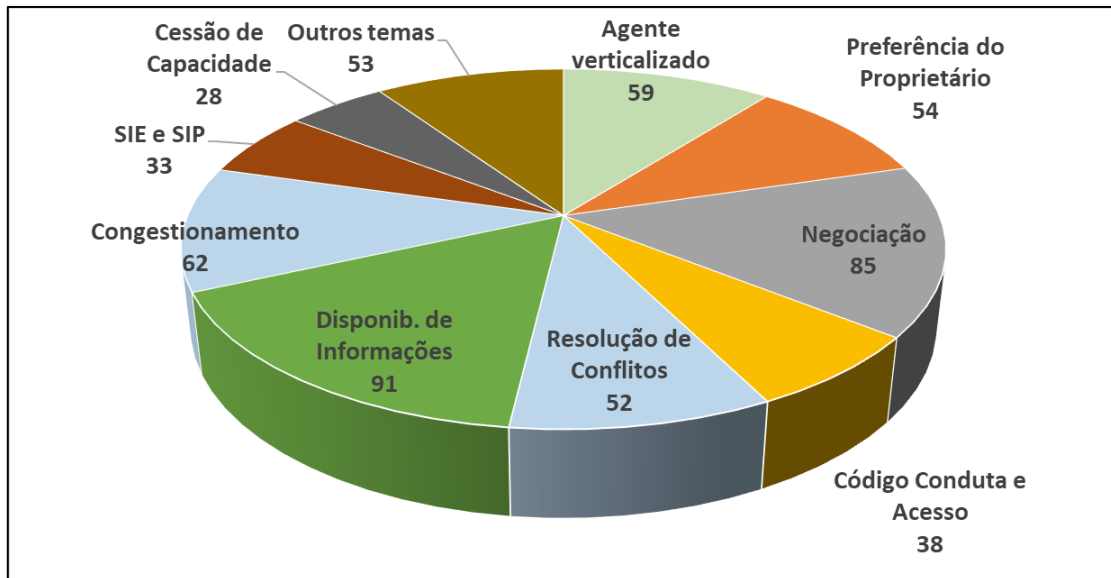
Foram recebidas 556 contribuições de 20 (vinte) manifestantes. As figuras 9 e 10 a seguir apresentam a distribuição dessas contribuições por tema (respectivamente, distribuição em número de contribuições por tema e o percentual, por tema), conforme destacou o Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023⁴². Os cinco temas mais comentados foram:

(1º) Disponibilização de Informações (91 contribuições ou 16% do total);

⁴² Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/relatorio-cp-01-2023.pdf>. Acesso: 12 nov. 2023.

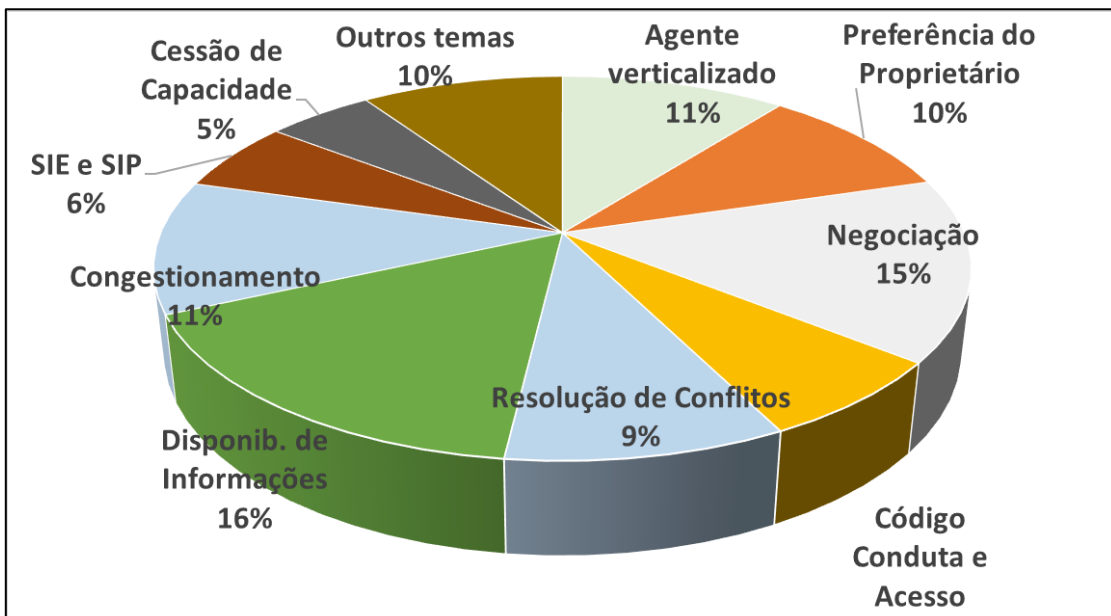
- (2º) Negociação (85 contribuições ou 15%);
- (3º) Congestionamento de Capacidade (62 contribuições ou 11%);
- (4º) Supervisão do Agente Verticalizado (59 contribuições ou 11%); e
- (5º) Preferência do proprietário (54 contribuições ou 10%).

Figura 9 - Distribuição das contribuições por tema na Consulta Prévia nº 1/2023



Fonte: Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023

Figura 10 - Distribuição percentual das contribuições por tema na Consulta Prévia nº 1/2023

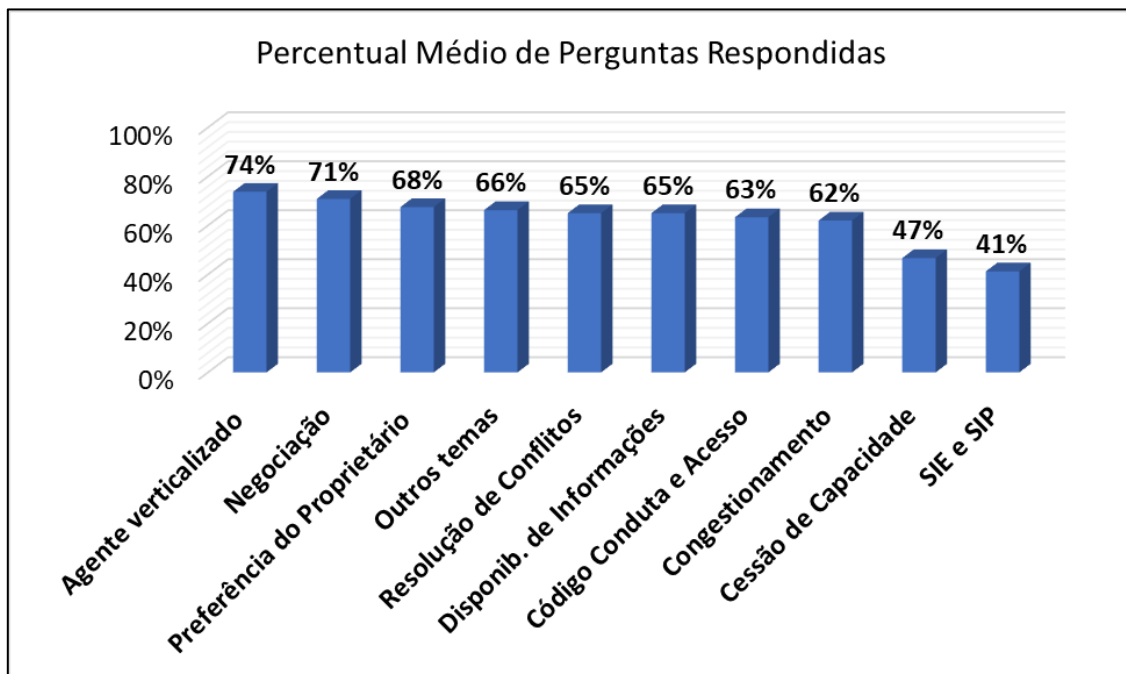


Fonte: Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023

Os agentes responderam, em média, 63% das 44 perguntas propostas durante a Consulta Prévia. O tema com maior percentual de respostas foi a supervisão do “Agente

Verticalizado”, seguida pelo tema “Negociação” e “Preferência do Proprietário”, conforme ilustra a Figura 11.

Figura 11 - Percentual médio de perguntas respondidas por tema na Consulta Prévia nº 1/2023



Fonte: Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023

As 556 respostas foram preparadas por vinte participantes, sendo 8 (oito) agentes econômicos, oito órgãos de classe ou associações, 1 (uma) instituição governamental e 3 (três) classificados como outros, conforme o Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023.

Os agentes econômicos participantes foram: Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo S.A. (TRSP), Equinor, Companhia de Gás do Espírito Santo (ES Gas), Eneva S.A., Gás Natural Açu S.A. (GNA), Petrogal e Origem S.A.

Os órgãos de classe ou associações participantes foram: Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET), Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), Confederação Nacional da Indústria (CNI), Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGÁS) e Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP).

Por fim, a instituição governamental participante foi o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e os participantes classificados como outros foram: Almeida e Marçal Advogados, ARM Consultoria e uma pessoa física.

Após a realização da Consulta Prévia nº 1/2023, para cada bloco de perguntas, houve a categorização das contribuições para avaliação objetiva do conteúdo, bem como sumarização dos principais aspectos abordados em cada conjunto de respostas. No Anexo A deste relatório está a consolidação das contribuições apuradas na consulta prévia e que apoiaram o estudo para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

Por fim, destaca-se que, ainda durante o período de recebimento de comentários da Consulta Prévia nº 1/2023, foi realizado um *workshop* que teve dois dias de duração, cujos detalhes são apresentados na próxima subseção.

IX.2. O *Workshop* Acesso às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural

Ainda no âmbito da etapa de consulta prévia, a ANP organizou e promoveu, nos dias 9 e 10 de março de 2023, o “*Workshop* Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural”, cujo objetivo foi o de discutir aspectos gerais do acesso às infraestruturas essenciais, levantados pelo Grupo de Trabalho da ANP para regulamentação do tema na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022. Tratou-se de evento complementar à Consulta Prévia nº 1/2023, realizado ainda durante o prazo inicial dessa consulta. O *Workshop* pode ser acessado por meio dos seguintes links: <https://www.youtube.com/watch?v=Snnz3kXfSNA&t=5333s> (dia 9/3/2023) e <https://www.youtube.com/watch?v=fGBjDJWWoZE> (dia 10/3/2023).

O *Workshop* foi dividido em quatro grandes blocos, conforme destacado nas Figuras 12 e 13: no primeiro dia, um bloco dedicado à participação das instituições governamentais, a saber, a ANP, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e um bloco para agentes ou associações dedicadas à produção, escoamento e processamento de gás. No segundo dia, houve um bloco para operadores de terminais de GNL e um bloco final cujo foco foi a resolução de conflitos.

Figura 12 - Programação do primeiro dia do Workshop

WORKSHOP ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS – 9 DE MARÇO DE 2023			
1º dia – 9/03/2023			
Data e hora		Instituição	Apresentação
09/03 (Manhã)	9:30-10:15	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	Abertura e apresentação da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022
	10:15-10:45	Ministério de Minas e Energia (MME)	Política pública e o acesso às infraestruturas essenciais
	10:45-11:15	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	O Estudo sobre acesso às infraestruturas essenciais
	11:15-12:00	Perguntas e respostas do público via formulário	
12:00 -14:00: Intervalo de Almoço			
09/03 (Tarde)	14:00-14:40	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)	Acesso de terceiros a escoamento e processamento: Cadernos de Boas Práticas e aprendizados
	14:40-15:00	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)	SIE/SIP (Sistemas Integrados de Escoamento e Processamento)
	15:00-15:20	Intervalo	Intervalo
	15:20-15:40	Enbridge/Pinheiro Neto	Acesso ao Escoamento e Processamento
	15:40-16:00	Origem Energia	Acesso ao Escoamento e Processamento
	16:00-16:20	Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Acesso ao Escoamento e Processamento
	16:20-17:00	Perguntas e respostas do público via formulário	
Final 1º dia			
Programação: https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/agenda-eventos/workshop-acesso-a-infraestruturas-essenciais-de-gas-natural			
https://www.youtube.com/@ANPgovbr			

Fonte: Processo ANP 48610.205614/2022-48: Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

Figura 13 - Programação do segundo dia do Workshop

WORKSHOP ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS – 10 DE MARÇO DE 2023			
2º dia – 10/03/2023			
Data e hora	Instituição	Apresentação	
10/03 (Manhã)	9:30-9:40	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	
		Abertura do 2º dia	
	9:40-10:00	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)	
		Acesso a terminais de GNL	
	10:00-10:20	Excelerate Energy	
		Acesso a terminais de GNL	
	10:20-10:40	Intervalo manhã	
10/03 (Tarde)	10:40-11:00	Eneva S.A. (Terminal Sergipe)	
		Acesso a terminais de GNL	
	11:00-11:20	Gás Natural Açú GNA (Terminal Açú)	
		Acesso a terminais de GNL	
	11:20-12:00	Perguntas e respostas do público via formulário	
		12:00 - 14:00 Almoço Intervalo	
	14:00-14:20	Engie Brasil S.A. e Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	
10/03 (Tarde)		Acesso a terminais de GNL: Experiência do terminal do Chile	
	14:20-14:40	Procuradoria Federal Junto à ANP (PRG/ANP)	
		Resolução de conflitos – experiências no setor de óleo e gás	
	14:40-15:00	Enbridge/Pinheiro Neto	
		Resolução de conflitos	
	15:00-15:45	Perguntas e respostas do público via formulário	
	15:45-16:00	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	
		Encerramento	

Programação: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/workshop-aceso-a-infraestruturas-essenciais-de-gas-natural>

<https://www.youtube.com/@ANPgovbr>

Fonte: Processo ANP 48610.205614/2022-48: Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

A ANP abriu o evento, apresentando as motivações e um resumo da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, discorrendo sobre o arcabouço legal aplicável, as diferenças entre acesso negociado e regulado, bem como sobre aspectos do acesso a cada uma das instalações citadas no art. 28 da Nova Lei do Gás, a saber gasodutos de escoamento, unidades de processamento e tratamento de gás e terminais de GNL, com destaque para experiências internacionais relacionadas ao acesso. Abordou, ainda, o tema da resolução de conflitos, trazendo exemplos tanto internacionais quanto nacionais de formas da condução destas disputas. Por fim, repassou o conjunto de perguntas constante da nota técnica, ressaltando a importância da contribuição dos diversos agentes do setor.

Em seguida, o MME apresentou brevemente os diversos elos da cadeia do gás natural e fez uma retrospectiva sobre os últimos movimentos do mercado de gás nacional, com destaque para mudanças legais e infralegais, programas governamentais e a estratégia da Petrobras de redução de sua participação em determinados segmentos da indústria do gás. Abordou também evoluções da legislação tributária no sentido de possibilitar o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural. Destacou questões relevantes relacionadas ao caso pioneiro de acesso ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré e, ao final, apresentou números que indicam a evolução da abertura do mercado brasileiro de gás, com importante aumento, a partir de 2022, do número de produtores, carregadores e contratos firmados por consumidores livres.

A EPE destacou o papel da instituição no planejamento energético do país, ressaltando a publicação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), plano indicativo do desenvolvimento do setor energético nacional. Apresentou uma linha do tempo do acesso às infraestruturas de gás natural, apontando para casos relevantes de acesso a esses sistemas. Detalhou perspectivas da indústria do gás constantes do PDE 2032, dando ênfase às infraestruturas essenciais existentes e àquelas previstas no horizonte de 10 anos alcançado pelo PDE e apresentando uma quantificação dos investimentos previstos em cada um desses segmentos. Para concluir, ressaltou os benefícios que o acesso às infraestruturas essenciais pode trazer para a dinâmica e concorrência do mercado nacional de gás natural.

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) apresentou linha do tempo dando destaque para os últimos 6 anos, período no qual foram implementadas diversas alterações legais e regulatórias, e culminaram no acesso não discriminatório ao transporte em 2022. Ressaltou que os cadernos de boas práticas foram produzidos em contexto anterior à Nova Lei do Gás. Diferenciou o acesso regulado do acesso negociado e apresentou inovações regulatórias e

tributárias que viabilizaram o acesso às infraestruturas listadas no art. 28 da Nova Lei do Gás. Destacou as diferenças entre o escoamento e o processamento, salientando a maior complexidade desta última atividade, o que deveria ensejar regulamentações do acesso também distintas que considerem as especificidades de cada atividade. Apontou que há pouca capacidade ociosa no sistema de escoamento do pré-sal. Sublinhou os avanços do mercado no sentido de ter maior dinâmica competitiva a partir da maior diversidade de agentes atuando no setor e do incremento do número de contratos de comercialização firmados. Por fim, apresentou um roteiro dos próximos passos a serem dados para facilitar o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais.

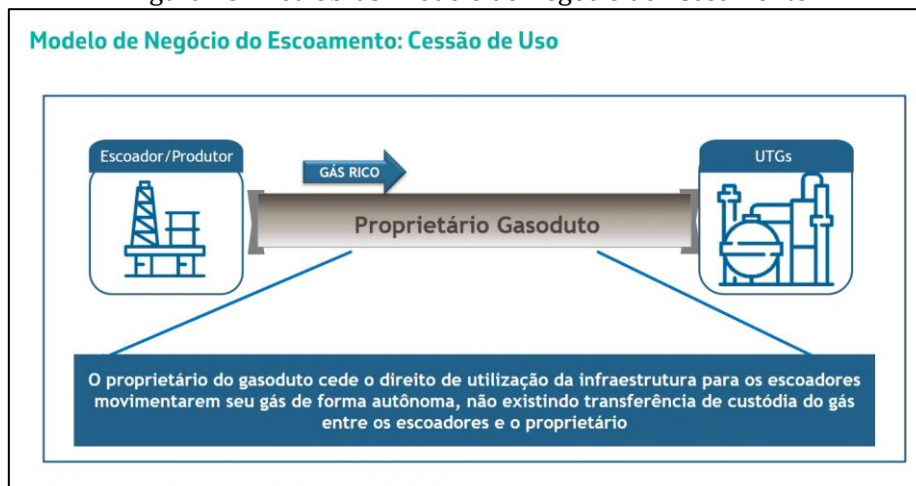
A Petrobras apresentou o modelo de negócio desenvolvido pela empresa, que tem como princípios ser aplicável tanto ao escoamento quanto ao processamento, aderente ao caderno de boas práticas do IBP e aos processos tanto do *upstream* quanto do *downstream* (Figura 14). O modelo escoamento apresentado pela empresa consiste em: cessão de uso, no qual não há transferência de propriedade do gás (Figura 15). Já o modelo do processamento se baseia na industrialização por encomenda em que o proprietário do polo de processamento de gás natural recebe custódia, mas não propriedade sobre o gás natural. Apresentou ainda um resumo dos acessos concedidos e em negociação em suas diversas instalações, contemplando o SIE e SIP (Figura 16).

Figura 14 - Petrobras: Princípios dos Modelos de Negócio de Acesso



Fonte: Petrobras, Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

Figura 15 - Petrobras: Modelo de Negócio de Escoamento



Fonte: Petrobras, Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

Figura 16 - Petrobras: Estágio das Negociações de Acesso (março/2023)

Estágio das Negociações de Acesso			
POLO DE PRODUÇÃO	INFRAESTRUTURA	ESTÁGIO ATUAL	CONTRATANTES
POLO GUAMARÉ (RN)	Escoamento de Guimarães	Acesso Concluído: Contratos entraram em operação em 01/01/2022.	- Potiguar E&P, Grupo Petreconcavo
	Processamento UTG Guimarães		
BACIA DE SANTOS (RJ e SP)	SIE-BS	Acesso Concluído: Contrato entrou em operação em 01/06/2021.	- Shell, Petrogal e Repsol Sinopec** (coproprietários do SIE) e CNOOC (01/01/2023). - Outros produtores interessados.
	SIP - UTGCA, UTGCAB e UTGITB (em construção)	Acesso Concluído: Primeiro contrato entrou em operação em 01/08/2022. *	
POLO CATU (BA)	Escoamento de Catu	Acesso Concluído: Contratos entraram em operação em 01/03/2023. *	- SPE Miranga e Petreconcavo - 3R Cadeias e 3R Rio Ventura - Origem Energia
	Processamento UTG Catu		
BACIA DE CAMPOS (RJ)	Sistema Integrado de Escoamento (SIE-BC)	Acesso em negociação: estimativa de conclusão 1º semestre. *	- Equinor (acessa através do Swap Comercial) - Outros produtores interessados
	UTGCAB (BC)		
POLO CACIMBAS (ES)	UTGC	Acesso em negociação: estimativa de conclusão 1º semestre.	- Em tratativa com 1 produtor

* O acesso ao mercado foi antecipado a partir de 01/01/2022 através do Swap Comercial. ** Repsol Sinopec não é contratante do SIP

Fonte: Petrobras, Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

A Embridge, apresentou as atividades da empresa nos segmentos de geração de energia, líquidos, distribuição e transporte de gás natural, com ênfase neste último. Destacou o papel que desempenha na integração de diferentes fontes de produção no Golfo do México e informou a existência de uma dupla jurisdição da regulação do acesso (*Federal Energy Regulatory Commission – FERC e Bureau of Safety and Environmental Enforcement - BSEE*). Enquanto dutos regulados pela FERC têm acesso regulado, com alocação *First Come First Serve* e requisitos de publicidade das informações, os dutos offshore regulados pelo BSEE estão sujeitos ao acesso negociado.

A Origem Apresentou a carteira de projetos da empresa, com destaque para o plano de desenvolvimento de uma estocagem subterrânea em Alagoas. Informou as aquisições, pela Origem, dos Polos Alagoas e Tucano Sul, que incluem uma planta de processamento com grande capacidade, razão pela qual já vislumbram se tornar um ofertante desse serviço para terceiros, além de serem também usuários do serviço. Defendeu que o driver do acesso deve ser o compartilhamento da infraestrutura com vistas à otimização de seu uso. Ressaltou a importância da padronização, mas também da flexibilidade nas negociações. Assim, defendeu a busca do equilíbrio entre esses dois fatores, talvez com a determinação de padronização no que for essencial, dando liberdade para os agentes negociarem outros aspectos do acordo.

Após breve apresentação institucional, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) ressaltou a importância da transparência para a evolução das discussões, pois só detendo um conjunto robusto de informações os agentes poderão contribuir e propor aprimoramentos nos modelos de negócio ora em uso. Argumentou que, em sua avaliação, a transparência das informações ainda está aquém do necessário. Destacou que a negociação de acesso para ao Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães, ainda que bem-sucedido, consumiu dois anos de negociações e ajustes no arcabouço regulatório e tributário, em um processo que pode e deve ser encurtado a partir da publicação de uma norma geral que regule o tema. Apontou para questões que não devem ser repetidas ou perpetuadas, como por exemplo, a negociação em torno dos líquidos resultantes do processamento do gás rico, cujo preço, imposto pelo detentor do ativo, seria inferior àqueles praticados no mercado, e a falta de clareza quanto à fórmula de precificação dos serviços, que persiste mesmo no caso do acesso à Polo de Processamento de Gás Natural de Guimarães.

O segundo dia do *Workshop* (10/3/2023) se iniciou com nova apresentação da Petrobras, focada em terminais de GNL. A empresa primeiramente posicionou os terminais de GNL na estrutura de oferta de gás no país, apontando que tais instalações entram de forma complementar a outras fontes menos flexíveis, como o gás nacional e as importações da Bolívia. Sublinhou que a atividade de regaseificação está sujeita a incertezas tanto na oferta, relacionadas com a dinâmica do mercado internacional, quanto na demanda, uma vez que esses ativos são muito utilizados para atendimento da demanda termelétrica, que é volátil. Ressaltou a importância e as dificuldades associadas à gestão dos estoques dos terminais, que por serem reduzidos, demandariam agilidade difícil de obter para a chegada de navio com carga de terceiros. Apresentou o modelo correntemente adotado, de *swap* comercial (Figura 17), com duas compras e vendas subsequentes, por meio do qual foi possível superar as barreiras tributárias ainda existentes. Por fim, defendeu a importância de se fazer uma regulação específica, que considere as especificidades dos diferentes tipos de terminais de GNL, pois, na avaliação da empresa, não seria recomendável impor acesso a terminais de liquefação e a terminais de regaseificação terrestres.

Figura 17 - Petrobras: Modelo de Compra e Venda de GNL e GN



Fonte: Petrobras, Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

A Excelerate destacou papel do gás natural liquefeito na transição energética global. Apresentou as operações internacionais da Excelerate, com foco nas características do Terminal de Regas da Baía de Todos os Santos (TR-BA), e na atuação da empresa na América do Sul. Pontuou que os terminais de regaseificação são essenciais para prover flexibilidade ao mercado de gás brasileiro. Acompanhou a Petrobras na avaliação de que a gestão do armazenamento é um grande desafio, e defendeu que a solução comercial ora em uso já configuraria um acesso comercial aos terminais de regaseificação.

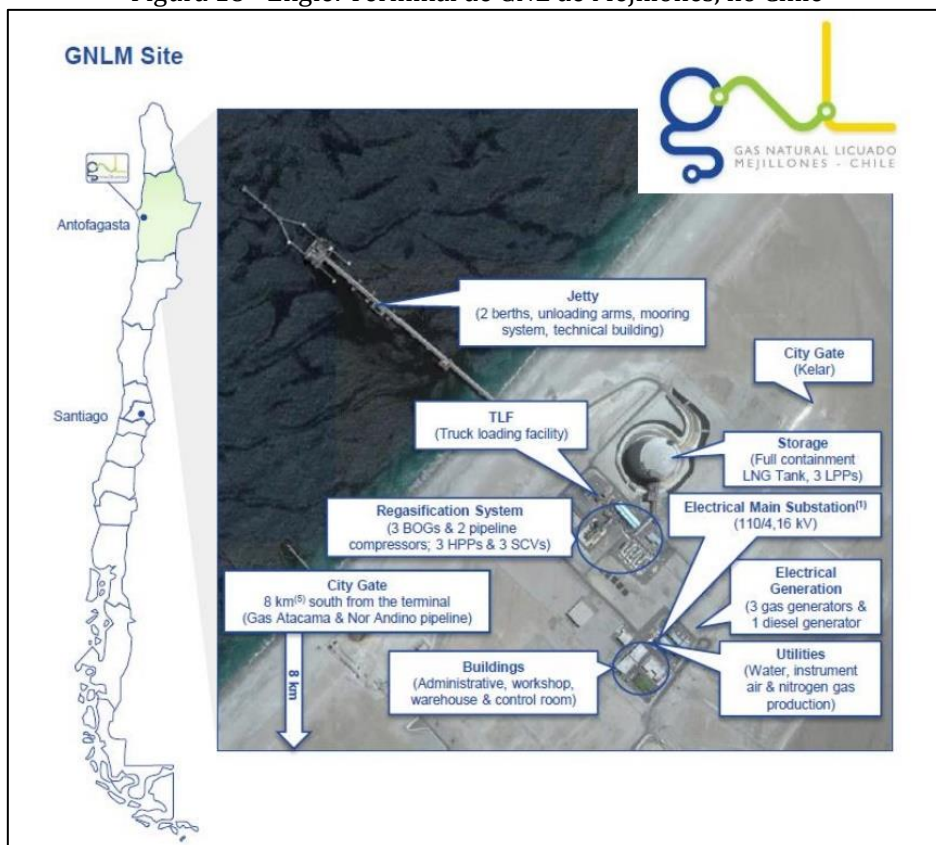
A Eneva apresentou o portfólio de projetos da empresa, construído a partir da iniciativa pioneira de monetização no modelo *Gas-to-Wire* na região de Parnaíba. Apontou que o terminal de regaseificação de Sergipe, no Município de Barra dos Coqueiros, está em processo de conexão ao sistema de transporte (rede da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG), em função das oportunidades identificadas pela Eneva. Avaliou que no terminal de GNL de Sergipe, por se tratar de um projeto *LNG-to-Wire*, a preferência do proprietário deve respeitar a programação de despacho elétrico. Destacou que a capacidade de regaseificação do terminal não pode ser determinante da capacidade disponível, justamente por conta das questões de gestão do estoque nas *Floating Storage Regasification Units* (FSRUs). Ressaltou também que as programações de recebimento de cargas são fechadas para o período de 1 ano, com pouca flexibilidade para

alterações. Apresentou um exemplo de acesso de terceiros considerando a questão da gestão do estoque, destacando dificuldades e riscos desse tipo de operação e possibilidades de otimização da gestão do acesso, que dependem da superação de entraves tributários que dificultam o swap de GNL na gestão do estoque.

A GNA apresentou e detalhou a trajetória dos projetos termelétricos que viabilizaram a construção do terminal de regaseificação de GNL no Porto do Açu, no estado do Rio de Janeiro. Detalhou as características técnicas e dificuldades operacionais relacionadas ao despacho elétrico de suas UTEs, que não possuem despacho antecipado. Listou as variáveis envolvidas na logística de suprimento de GNL e que podem impactar as possibilidades de acesso de terceiros. Em especial, a necessidade de manter um nível de estoques alto a fim de responder aos comandos de despacho elétrico, uma vez que o não atendimento a uma solicitação do ONS pode resultar em penalidades relevantes. Apresentou os planos de conexão do seu terminal com o sistema de transporte, a fim de aproveitar oportunidades derivadas de uma maior integração com outras possibilidades de oferta e demanda. Defendeu a manutenção das condições determinadas pelo marco legal e regulatório vigente à época em que os terminais foram viabilizados.

A Engie apresentou o projeto GNL Mejillones, operado pela Engie no Chile (Figura 18). Apresentou também o marco legal aplicável à diferentes segmentos da indústria do gás chilena, sublinhando que não há normativo sobre o acesso de terceiros aos terminais de regaseificação naquele país. Ainda assim, informou que 96% da receita do terminal vem dos serviços ofertados a clientes, advindos de contratos com cláusulas de *Use-or-Pay*. O terminal não vende gás, atuando exclusivamente como provedor de infraestrutura. São 5 principais clientes, incluindo a Engie Power. Apresentou o perfil de contratação do terminal e os preços dos serviços aplicáveis para cada prazo de contratação. Sublinhou que os contratos estão disponíveis no website do terminal. Explicou que o serviço vendido é a capacidade de regaseificação, e que as etapas anteriores – tancagem e programação de descarga – são organizadas a partir da regaseificação por meio de acordos de cooperação entre os usuários. Trouxe a relevante informação de que a tancagem de Mejillones não é muito superior à dos FSRUs localizados no Brasil. Ao final, ressaltou o fato de toda a sistemática de acesso ao terminal de Mejillones ser regida sem regulação governamental, apenas por meio de negociação e contratos.

Figura 18 - Engie: Terminal de GNL de Mejillones, no Chile

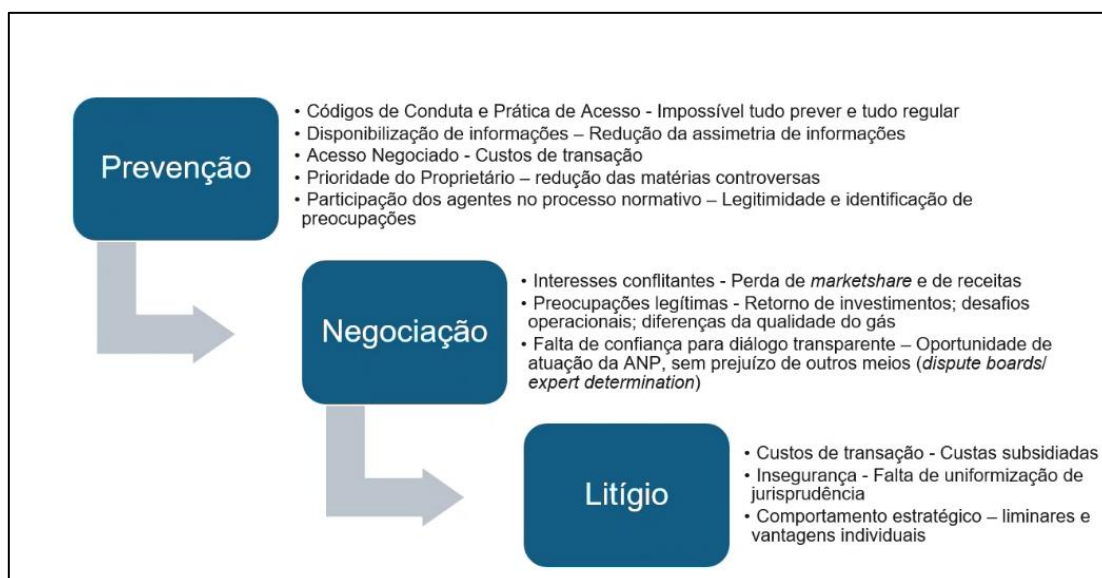


Fonte: Engie, Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural.

A Procuradoria Federal junto à ANP (PRG/ANP) realizou apresentação em que definiu as características dos institutos da mediação e da conciliação, defendendo a possibilidade da ANP atuar por meio de ambos institutos. Traçou as diferenças entre arbitramento e arbitragem, destacando que a ANP atua apenas no primeiro instituto. Ressaltou o direito ao recurso ao judiciário, mesmo após da decisão, com força terminativa, da ANP no âmbito administrativo. Apresentou exemplos de previsões explícitas na legislação do gás da atuação da ANP no arbitramento de disputas.

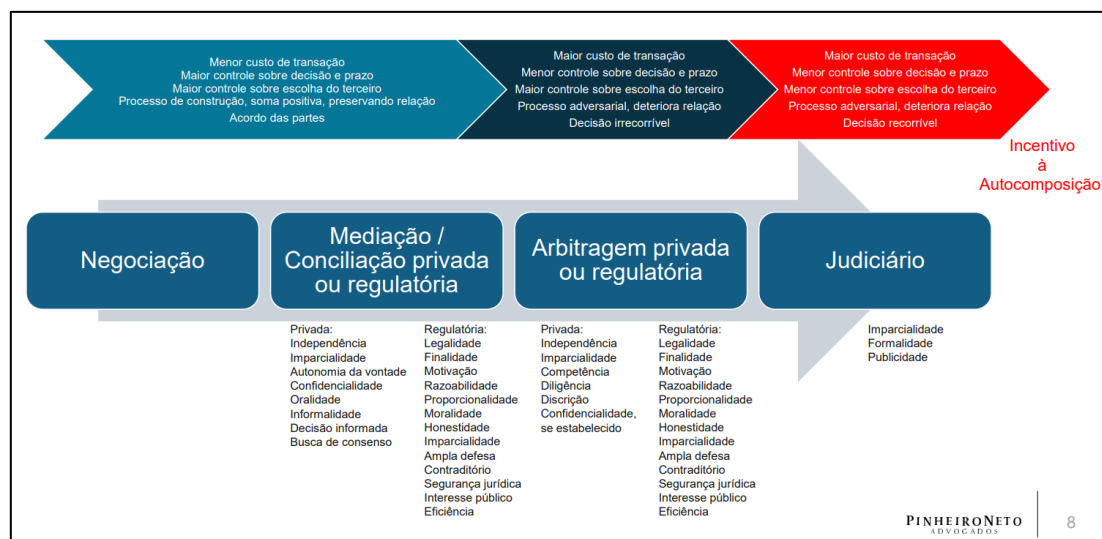
O escritório Pinheiro Neto Advogados reforçou os pontos trazidos pela Procuradoria Federal junto à ANP, concordando com as diferenciações entre institutos feita anteriormente, divergindo apenas da possibilidade de a ANP atuar de ofício nas negociações de acesso às infraestruturas essenciais. Destacou a importância de prevenir a caracterização de conflitos e relacionou iniciativas existentes ou em estudo para as diversas etapas que culminam em uma disputa, iniciada pela etapa de prevenção e seguida pela negociação (Figuras 19 e 20). Sugeriu a avaliação da adoção das práticas da Austrália e do Reino Unido, na qual as minutas das decisões são submetidas à consideração das partes antes da sua publicação definitiva. Enfatizou o conhecimento técnico da ANP e apontou que idealmente as resoluções de conflito deveriam ser submetidas ao órgão regulador.

Figura 19 - Pinheiro Neto: Prevenção e Solução de Controvérsias



Fonte: Pinheiro Neto Advogados, *Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural*.

Figura 20 - Principais Meios de Solução Adequada de Conflitos



Fonte: Pinheiro Neto Advogados, *Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural*.

X. MAPEAMENTO DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO IDENTIFICADO

Nesta Seção, são descritas experiências internacionais acerca do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento e processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Também serão objeto da presente seção do Relatório de AIR as questões relativas às resoluções de conflito que envolvem solicitações de acesso por parte de terceiros interessados, sem o aprofundamento dos aspectos relacionados com seus procedimentos, tal como realizado na Seção 8 da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, mas

com foco no papel dos entes reguladores na solução de controvérsias advindas das negociações de acesso.

No presente Relatório de AIR, a opção de apresentar em conjunto a literatura internacional para acesso ao escoamento e ao processamento decorre dos resultados das pesquisas realizadas pela equipe responsável pela elaboração do estudo, os quais evidenciaram ser comum a regulação de alguns países tratar o escoamento e o processamento de forma agregada. São apresentadas as experiências do Reino Unido, da Noruega, dos Estados Unidos e da Dinamarca.

X.1. Experiência Internacional – Acesso de Terceiros aos Gasodutos de Escoamento e às Instalações de Tratamento e Processamento de Gás Natural

Assim como realizado na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, optou-se pela apresentação em conjunto das instalações de escoamento e de tratamento e processamento de gás natural, em razão das pesquisas realizadas pela equipe responsável pela elaboração do documento, os quais evidenciaram ser comum a regulação de alguns países tratar as citadas instalações de forma agregada. Neste sentido, são apresentadas nas próximas subseções as experiências dos Estados Unidos, do Reino Unido, da Noruega e da Dinamarca.

X.1.1. Estados Unidos da América (EUA)

De acordo com a Agência Internacional de Energia (EIA, 2019), os Estados Unidos são um dos maiores produtores e consumidores de energia do mundo. A “revolução do *shale gas*”, liderada por avanços tecnológicos ao associar massivos fraturamentos hidráulicos à perfuração horizontal, resultou em um aumento significativo na sua produção de petróleo e gás natural. Em 2020, os Estados Unidos responderam por aproximadamente 15,5% da produção mundial total de petróleo e por 23,4% da produção mundial de gás natural (IEA, 2022).

Com relação ao gás natural, a partir dos dados de produção, consumo, importação e exportações de gás natural nos Estados Unidos entre 1949 e 2021, observa-se a existência de 3 (três) fases bem definidas. A primeira fase é caracterizada (1949-1973) pelo aumento da oferta e da demanda de gás natural. Já na segunda fase, entre os anos de 1973 e 2007, ocorre um declínio inicial tanto no consumo quanto na produção, com uma recuperação dos níveis de consumo anteriores após a década de 1990, baseado no aumento das importações. A terceira fase (2007-presente), caracteriza-se por um forte aumento tanto no consumo quanto na produção, estando associada à diminuição das importações (Esteves, 2021).

Com relação à fase atual, a partir de 2014 nota-se um aumento substancial das exportações norte-americanas, em especial de gás natural liquefeito (GNL), levando a que estas superassem as importações de gás natural no ano de 2017 pela primeira vez desde o final da década de 50 do século passado⁴³, tendência esta que se observa nos anos seguintes.

Ainda pelo lado da oferta, a produção de gás natural a partir de reservatórios de *shale* foi o principal responsável pela recuperação da produção de gás natural dos EUA desde 2005. Entre 1990 e 2005 (ano que marca o início da “revolução do *shale*”), a produção de gás natural dos Estados Unidos se encontrava em torno de 1,5 bilhões de m³/dia. Desde 2005, a produção

⁴³ De acordo com a Administração de Informações Energéticas dos Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration – EIA), as entre 1949 e 1956 as exportações superaram as importações de gás natural dos Estados Unidos (EIA, 2001).

de gás natural passou a aumentar de forma contínua, ultrapassando a marca histórica de 2 bilhões de m³/dia em 2014 (Esteves, 2021).

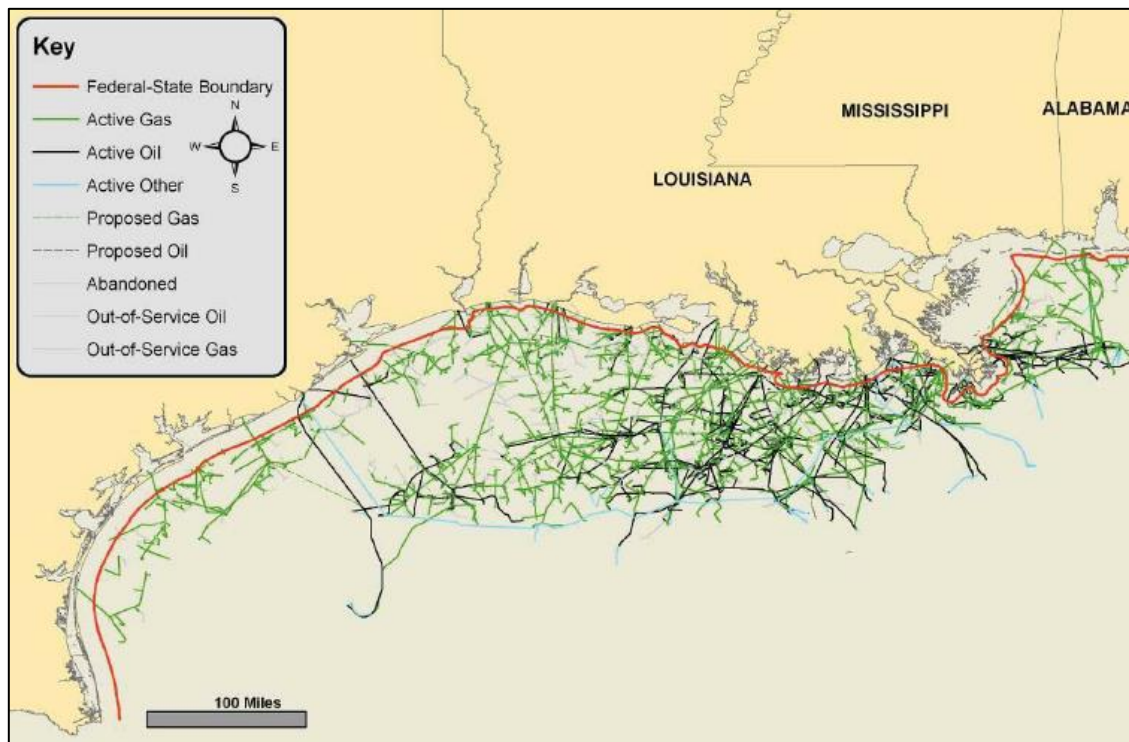
Já com referência às grandes áreas produtoras, desde o final da década de 90 do Século XX ocorreu uma significativa redução da participação da produção bruta de gás natural oriunda dos campos produtores *offshore* situados no Golfo do México (e na extração de gás natural *offshore* como um todo). Tal perda de participação decorre tanto em razão da redução do volume anual produzido em termos absolutos dos campos produtores do Golfo do México, como por causa do aumento da produção *onshore* norte-americana.

Já a produção do Alasca também perdeu participação relativa, apesar de seus volumes totais permanecerem praticamente constantes ao longo das últimas décadas. Consequentemente, a perda da participação relativa na produção total do país resulta do rápido incremento da produção dos demais estados, cuja extração de gás natural mais do que dobrou entre 2007 e 2021.

Em que pese a redução da produção oriunda do Golfo do México, ela ainda pode ser considerada uma região produtora relevante⁴⁴, com perspectivas de descobertas de volumes economicamente viáveis de petróleo e gás natural. Entretanto, existem alguns obstáculos e desafios para a produção de tais descobertas em bases econômicas. Dentre estes desafios encontram-se os altos custos associados à operação de instalações de produção em águas profundas e na limitada, se não inexistente, infraestrutura de produção e de dutos em certas áreas Externas da Plataforma Continental (*Outer Continental Shelf* – OCS) do Golfo do México, em contraponto à existência de uma vasta infraestrutura de escoamento de gás natural em águas rasas, em parte composta por dutos antigos e cuja tendência é pelo seu descomissionamento (Grauberg e Downer, 2016). A Figura 21, a seguir, contém uma ilustração da vasta infraestrutura dutoviária de petróleo e gás natural presente na porção nordeste do Golfo do México:

⁴⁴ Comparativamente, a produção dessa região é cerca de metade da atual produção brasileira (próxima de 120 milhões de m³/dia).

Figura 21 - Rede de Dutos Offshore de Óleo e Gás Natural do Golfo do México



Fonte: Smyth et al (2014).

Neste sentido, uma avaliação acerca das condições para o acesso de terceiros nos Estados Unidos às infraestruturas de produção de gás natural na OCS, similar às condições de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil em águas profundas e ultra profundas, é relevante.

Existem 2 (dois) regulamentos federais que tratam do acesso de terceiros aos dutos de movimentação de gás natural OCS: a Lei do Gás Natural de 1938 (*Natural Gas Act* – NGA) e a Lei das Terras Externas da Plataforma Continental de 1953 (*Outer Continental Shelf Lands Act* – OCSLA), sendo a primeira de âmbito mais geral e aplicável às instalações tanto dentro quanto fora da OCS.

A NGA aborda quase todos os aspectos do negócio de uma companhia de gás natural⁴⁵, desde o início do serviço até o abandono do gasoduto. Esta lei exige que as empresas que operam gasodutos adquiram um certificado de conveniência e necessidade pública junto à FERC antes de iniciar o serviço, e a empresa deve demonstrar que a instalação ou serviço proposto é de interesse público. A este respeito, uma companhia de gás natural não pode abandonar nenhuma instalação ou descontinuar qualquer serviço sem a aprovação da FERC, mediante avaliação se tal abandono ou descontinuidade é prejudicial ou não ao interesse público (Grauberg e Downer, 2016).

Este foco da NGA no interesse público se manifesta, também, em disposições destinadas a promover a concorrência e o acesso a todos os usuários e terceiros interessados. Neste sentido, a NGA estabelece que as tarifas cobradas pelas empresas que operam gasodutos devem ser “justas e razoáveis”, bem como determina que não seja dada preferência ou tratamento discriminatório entre usuários contratantes de serviços similares. Este tratamento não

⁴⁵ ‘§ 717a (...) (6) “Natural-gas company” means a person engaged in the transportation of natural gas in interstate commerce, or the sale in interstate commerce of such gas for resale.’

discriminatório e de isonomia entre usuários se aplica igualmente aos volumes, qualidade e duração dos serviços prestados nas regulamentações da FERC.

De acordo com a legislação norte-americana, uma companhia proprietária ou operadora de instalação de movimentação de gás natural abrangida pela NGA deverá obter a aprovação da FERC para seus termos e condições de uso, além de ter que detalhar as tarifas para os diferentes serviços ofertados. A FERC tem, ainda, ao seu dispor uma gama de instrumentos para prevenir e remediar tratamento discriminatório entre usuários, assim como garantir o acesso aos terceiros interessados, incluindo a autoridade para forçar o operador ou proprietário de gasodutos a prestar serviço em determinadas circunstâncias (Graubeger e Downer, 2016).

Embora muitos dutos na OSC estejam sob a jurisdição da FERC com base na NGA, esta lei tem seu alcance limitado uma vez que ela não possui abrangência sobre as instalações de coleta da produção (*gathering facilities*), tão somente aos gasodutos de transporte envolvidos na comercialização interestadual de gás natural, além das atividades de importação e exportação⁴⁶.

Uma vez que a NGA não contém uma definição objetiva de “produção” e “coleta” para fins da sua aplicação, a FERC utiliza um teste de “função primária modificada” para determinar se uma instalação está envolvida na coleta de gás natural e, portanto, além do escopo da NGA quanto aos requisitos de acesso de terceiros. Este teste examina critérios físicos e não físicos da instalação, sendo que os não físicos são considerados secundários. Os critérios físicos incluem: o comprimento e o diâmetro da tubulação, se a instalação se estende além do ponto central no campo relevante, a configuração geográfica, a localização das estações de compressão e plantas de processamento, a localização dos poços ao longo de parte ou de toda a instalação, a pressão de operação da linha etc. Já os critérios não físicos incluem: a finalidade pretendida, localização e operação da instalação, a atividade principal do proprietário da instalação e se as atividades do proprietário são consistentes com os objetivos da NGA e da Lei de Política de Gás Natural de 1978 (*Natural Gas Policy Act*) (Graubeger e Downer, 2016).

No contexto *offshore*, a FERC tem indicado que se um sistema de dutos tem uma instalação onde o gás é entregue por várias linhas menores, para agregação e transporte por meio de linha maior, esta linha tronco terá peso maior quando aplicado o teste de “função primária modificada”. Assim sendo, os dutos localizados antes da linha tronco são considerados dutos de coleta, e estão fora da jurisdição da NGA. Por sua vez, mesmo que a função primária da linha tronco seja a de agregação da produção, a FERC possui o entendimento de que a NGA é aplicável a estes gasodutos quando eles são propriedade de uma companhia de gás natural e se encontram conectados, de alguma forma, a uma rede de gasodutos de transporte interestadual (Graubeger e Downer, 2016)⁴⁷.

Enquanto a NGA tem como objeto as atividades de transporte e comercialização de gás natural, o objetivo OCSLA é a organização do desenvolvimento da OCS. Dentre as várias finalidades desta lei, encontra-se o objetivo de promover a “manutenção da concorrência” na

⁴⁶ “§ 717 (...) (b) Transactions to which provisions of chapter applicable

The provisions of this chapter shall apply to the transportation of natural gas in interstate commerce, to the sale in interstate commerce of natural gas for resale for ultimate public consumption for domestic, commercial, industrial, or any other use, and to natural-gas companies engaged in such transportation or sale, and to the importation or exportation of natural gas in foreign commerce and to persons engaged in such importation or exportation, but shall not apply to any other transportation or sale of natural gas or to the local distribution of natural gas or to the facilities used for such distribution or to the production or gathering of natural gas.” (grifos nossos)

⁴⁷ Segundo Graubeger e Downer (2016), em razão deste entendimento da FERC, muitas empresas de dutos têm buscado cada vez mais transferir suas instalações de coleta *offshore* para empresas especializadas em redes de dutos offshore. Esse objetivo é alcançado por meio de “spinning down” ou “spin off” da parte do sistema do gasoduto que se qualificaria como uma instalação de coleta sob o teste de “função primária modificada”. Um “spin off” é a transferência de uma instalação de coleta para uma entidade não relacionada, enquanto um “spin down” é a transferência de uma instalação para uma subsidiária ou afiliada.

OCS, o que por sua vez se reflete no incentivo ao acesso de terceiros aos gasodutos de produção de óleo e gás natural. Nesse sentido, a Seção 5(e) da OCSLA determina que:

“(...) os dutos de óleo ou gás devem transportar ou comprar, sem discriminação, óleo ou gás natural produzidos a partir de terrenos submersos ou terrenos externos da Plataforma Continental nas proximidades dos dutos em quantias proporcionais as que a Comissão Reguladora Federal de Energia (FERC) (...) pode, após uma audiência completa (...) determinar serem razoáveis.”⁴⁸ (Tradução livre)

Da mesma forma, a Seção 5(f)(1)(A) OCSLA estabelece que:

“(1) Exceto conforme previsto no parágrafo (2), toda permissão, licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade para o transporte por oleoduto na ou através da Plataforma Continental externa de petróleo ou gás exigirá que o gasoduto seja operado de acordo com os seguintes princípios competitivos:

(A) O gasoduto deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não proprietários.

(...)”⁴⁹ (Tradução livre).

A entidade responsável pela regulamentação de tais princípios relacionados com o acesso de terceiros é o Escritório de Segurança e Fiscalização Ambiental (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement* - BSEE), órgão do Departamento do Interior. Os regulamentos emitidos pela BSEE descrevem o procedimento de reclamação formal e informal para os terceiros interessados que alegam terem tido seu direito de acesso na OCS negado.

Caso o agente opte pela reclamação informal, o BSEE realizará uma averiguação do caso e poderá realizar a sua mediação, assim como poderá prestar aconselhamento não vinculativo não escrito. Em ambos os casos todas as informações fornecidas ao BSEE serão consideradas confidenciais na medida que a lei assim permitir (Grauburger e Downer, 2016).

Os terceiros interessados também podem apresentar uma reclamação formal ao Diretor da BSEE, independentemente do andamento de uma eventual reclamação informal. Se houver a constatação de que o proprietário de um duto não forneceu acesso ou que atuou de maneira discriminatória, o BSEE pode aplicar uma série de remédios, incluindo: a determinação para que

⁴⁸ “§ 1334 (...) (e) (...) Rights-of-way through the submerged lands of the outer Continental Shelf, whether or not such lands are included in a lease maintained or issued pursuant to this subchapter, may be granted by the Secretary for pipeline purposes for the transportation of oil, natural gas, sulphur, or other minerals, or under such regulations and upon such conditions as may be prescribed by the Secretary, or where appropriate the Secretary of Transportation, including (as provided in section 1347(b) of this title) assuring maximum environmental protection by utilization of the best available and safest technologies, including the safest practices for pipeline burial and upon the express condition that oil or gas pipelines shall transport or purchase without discrimination, oil or natural gas produced from submerged lands or outer Continental Shelf lands in the vicinity of the pipelines in such proportionate amounts as the Federal Energy Regulatory Commission, in consultation with the Secretary of Energy, may, after a full hearing with due notice thereof to the interested parties, determine to be reasonable, taking into account, among other things, conservation and the prevention of waste. Failure to comply with the provisions of this section or the regulations and conditions prescribed under this section shall be grounds for forfeiture of the grant in an appropriate judicial proceeding instituted by the United States in any United States district court having jurisdiction under the provisions of this subchapter.” (grifos nossos)

⁴⁹ § 1334 (...) (f) (...) (1) Except as provided in paragraph (2), every permit, license, easement, right-of-way, or other grant of authority for the transportation by pipeline on or across the outer Continental Shelf of oil or gas shall require that the pipeline be operated in accordance with the following competitive principles: (A) The pipeline must provide open and nondiscriminatory access to both owner and nonowner shippers, (...)” (Grifos nossos).

o acesso seja dado; aplicação de penalidades na esfera cível; perda do direito de passagem subjacente; entre outros recursos que julgar adequados (Graubeger e Downer, 2016).

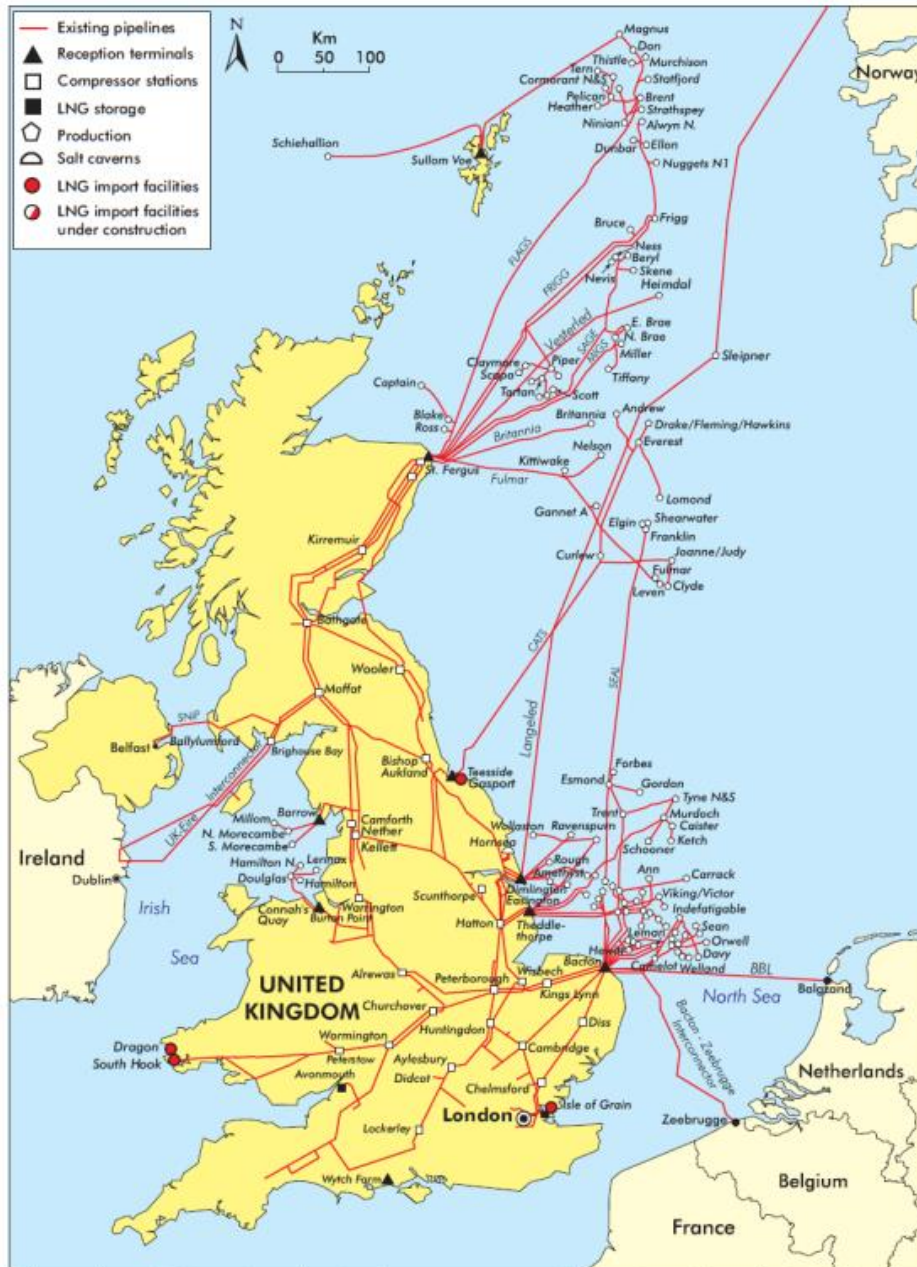
Embora a OCSLA conceda jurisdição ao Departamento de Interior, representado pelo BSEE, sobre os dutos de escoamento da produção no OCS, o BSEE entende que seus regulamentos de acesso de terceiros não se aplicam aos dutos sob jurisdição da FERC. Isto é, gasodutos que já são regulados de acordo com a NGA. Tal decisão tem o objetivo de evitar a duplicidade de esforços por parte de diferentes reguladores acerca do mesmo objeto. Como resultado, a determinação de quais dutos se encontram sob a jurisdição da NGA ou da OCSLA se tornou uma questão jurídica extremamente complexa (Graubeger e Downer, 2016).

Por fim, cabe mencionar que os Estados Unidos se diferenciam do Reino Unido e da Noruega quanto a administração da relação entre acesso de terceiros e descomissionamento de instalações de produção. Tanto o Departamento do Interior quanto os participantes do setor reconhecem que estruturas ociosas ou em estado avançado de uso representam ameaças potenciais e significativas de segurança para a navegação e outras indústrias, aumentando o risco de acidentes. Tais riscos se agravam na medida em que no Golfo do México existe ameaça permanente de furacões, de tal maneira que deixar tais instalações hibernadas representa, na visão norte-americana, uma atitude arriscada. Dessa forma, no Golfo do México existe uma tendência, tanto por parte dos agentes privados como dos públicos, para o descomissionamento imediato das infraestruturas de produção ociosas, em detrimento da sua preservação e manutenção para fins de acesso de terceiros (Graubeger e Downer, 2016).

X.1.2. Reino Unido

O setor de petróleo e gás do Reino Unido é concentrado nas áreas de produção offshore, que representam praticamente toda a produção do Reino Unido localizada no Mar do Norte. A produção de gás natural começou em 1967 com o campo West Sole, no sul do Mar do Norte. Já a produção de petróleo offshore começou com o campo de Argyll, na parcela central do Mar do Norte, em 1975. No início da indústria, nas décadas de 1960 e 1970, a produção era dominada por um pequeno número de campos muito grandes, como Inde, Leman, Forties, Brent, Ninian e Piper. A Figura 22, a seguir, apresenta a rede de gasodutos do Reino Unido:

Figura 22 - Rede de gasodutos do Reino Unido



Fonte: UK Energy Resource Centre (2018) (<https://ukerc.ac.uk/publications/future-uk-gas-security-a-position-paper/>)

Uma característica relacionada ao perfil das novas descobertas na Plataforma Continental do Reino Unido (*UK Continental Shelf* – UKCS) é a sua concentração em reservatórios classificados como pequenos. O fato da maioria das novas descobertas serem de pequenos campos produtores, torna mais importante o desenvolvimento de meios para garantir a sua máxima recuperação econômica.

Importante contextualizar que o acesso à infraestrutura (e serviços associados) em condições justas e razoáveis é crucial para atingir o objetivo principal de maximizar a recuperação econômica do petróleo do Reino Unido⁵⁰. Muitos campos no UKCS não contêm reservas suficientes para justificar sua própria infraestrutura, mas passam a ser econômicos caso venham a utilizar a infraestrutura existente. Dessa forma, a Autoridade de Transição do Mar do Norte (*North Sea Transition Authority* – NSTA), como sucessora da Autoridade de Óleo e

⁵⁰ Consoante seção 9A(1) da Lei do Petróleo (*Petroleum Act*) de 1998.

Gás (*Oil and Gas Authority – OGA*) deve elaborar estratégias para que o objetivo principal seja alcançado, além de atuar de acordo com as suas funções previstas na legislação. A versão atual da estratégia é intitulada “*The OGA Strategy*”, a qual alterou a “Estratégia para o Reino Unido de Maximização da Recuperação Econômica” (“*Maximising Economic Recovery Strategy For The UK*” ou “*MER UK Strategy*”)⁵¹.

Neste sentido, a garantia de mecanismos que permitam o acesso de terceiros à infraestrutura de produção de óleo e gás na UKCS é essencial para garantir a eficiência tanto na alocação dos recursos quanto na exploração da riqueza mineral. Um acesso eficaz irá assegurar tanto a redução dos custos gerais de desenvolvimento dos novos campos, quanto evitar uma proliferação desnecessária de dutos de escoamento da produção. Considerando o primeiro ponto, é importante destacar que dada a contínua redução nos volumes *in situ* descobertos na UKCS, aumenta a probabilidade de que a ausência de acesso à infraestrutura disponível impeça a exploração da área e a maximização da recuperação econômica dos recursos petrolíferos. Já o segundo caso é caracterizado pela construção de infraestrutura adicional desnecessária, configurando desperdício de recursos que poderiam ser alocados em outro projeto (OEUK, 2017).

Na UKCS, o acesso de terceiros às infraestruturas de produção de óleo e gás natural é sujeito ao regime negociado, sendo disciplinado no Capítulo 3 da Parte 2 da Lei da Energia de 2011 (*Energy Act 2011*). Além disso, o terceiro interessado tem direito a usar um sistema formal de resolução de conflitos junto ao Governo quando as partes não chegam a um acordo, com poderes atribuídos à NSTA para resolver os conflitos entre os agentes, conforme alterações implementadas pela Lei da Energia de 2016 (*Energy Act 2016*).

De acordo com a Seção 82(1) da Lei da Energia de 2011 (*Energy Act 2011*), são consideradas infraestruturas de produção de óleo e gás natural (infraestruturas de *upstream*) para fins de acesso de terceiros:

- os dutos de escoamento da produção;
- as instalações de refino de petróleo (inclusive FPSOs); e
- as instalações de produção e processamento de gás natural, exceto aquelas destinadas ao processamento do gás natural para o atendimento ao consumidor final (residências, comércio, indústria, etc.).

É importante destacar que apesar da menção às instalações de tratamento e processamento de gás natural, não são consideradas infraestruturas de *upstream* as instalações com o objetivo de especificar o gás natural para o seu uso final (“*downstream purpose*”). Não obstante, o acesso de terceiros a tais instalações é disciplinado pela Seção 12 da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*), conforme será visto no final da presente subseção.

De acordo com o disposto na *Energy Act 2011*, proprietários ou operadores das infraestruturas de *upstream* são obrigados a negociar o acesso à sua infraestrutura em tempo hábil e de boa fé. Além disso, devem permitir o acesso à sua infraestrutura em condições justas, razoáveis e não discriminatórias. Caso não sejam atendidos esses princípios para o acesso negociado a estas instalações, a NSTA poderá sancionar os proprietários ou operadores de infraestrutura *upstream*.

A NSTA avalia que, em decorrência das inúmeras variáveis técnicas, econômicas e comerciais existentes nas infraestruturas *upstream*, qualquer tentativa de estabelecer orientações sobre a concessão de acesso a terceiros muito prescritivos, pode deixar de

⁵¹ Para informações mais detalhadas consultar: <https://www.nstaauthority.co.uk/regulatory-framework/the-oga-strategy/>. Acessado em: 14/09/2023).

considerar um fator importante ou introduzir um fator que, em algumas circunstâncias, poderia ser totalmente inadequado⁵².

Um terceiro interessado em solicitar o direito de utilizar uma estrutura *upstream* precisa, primeiro, solicitar o acesso ao proprietário da infraestrutura em questão, informando a natureza, a duração e os volumes associados ao pedido de acesso. Cumprida a etapa de solicitação, o terceiro interessado e o proprietário da infraestrutura deverão iniciar as negociações, com a intenção de elaborarem um contrato de construção e conexão (*construction and tie-in agreement* – CTIA) e, caso necessário, um contrato de transporte (escoamento). Assim sendo, espera-se que tanto os proprietários da infraestrutura quanto os terceiros interessados conduzam as negociações de boa-fé e com base nos princípios estabelecidos no *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* (ICOP) (OEUK, 2017).

O ICOP é um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura não estatutário e de adesão voluntária relativo ao acesso à infraestrutura *upstream* na UKCS. Ele foi desenvolvido pela *Offshore Energies UK* (OEUK), **com a consultoria do órgão do governo britânico responsável pela regulação das atividades de produção de hidrocarbonetos no Reino Unido**, atualmente a NSTA. O ICOP se aplica ao escoamento, refino e processamento de todo o petróleo e gás natural da UKCS, desde a cabeça do poço até os terminais de recebimento e instalações iniciais de refino e processamento em terra.

O ICOP tem como objetivo facilitar e maximizar a utilização da infraestrutura para o desenvolvimento das reservas de petróleo e gás natural remanescentes da UKCS por meio de acordos justos e razoáveis. Devido à subjetividade inerente aos termos justos e razoáveis, o ICOP determina que esses critérios são alcançados quando os riscos assumidos pelo proprietário (ou operador) da infraestrutura são compensados pela remuneração da prestação de serviços de maneira eficiente. Assim, de acordo com o ICOP, as partes envolvidas na negociação devem observar uma série de princípios-chave, quais sejam:

- Resguardar a segurança e integridade física das infraestruturas;
- Preservar o meio ambiente;
- Seguir o *Commercial Code of Practice* (CCOP) (NST, 2016) e o guia de Boas Práticas de Negociação (OEUK, 2017a);
- Atuar de acordo com a estratégia de maximização da recuperação econômica dos recursos petrolíferos do Reino Unido (MER UK, alterada pela *The OGA Strategy*);
- Acordar remunerações e termos justos e razoáveis entre si;
- Solucionar conflitos de interesse;
- Solicitar a arbitragem da NSTA em caso de fracasso das negociações;
- Fornecer informações significativas uns aos outros antes e durante as negociações;
- Negociar em tempo hábil; e
- Publicar as principais disposições comerciais acordadas.

⁵² Há, por exemplo, um equilíbrio a ser alcançado entre estabelecer condições de acesso que recompensem o investimento incorrido em infraestrutura e permitir que os proprietários assumam riscos que um desenvolvedor de campo produtor pode não ser capaz de suportar sozinho, garantindo que as condições de acesso estabelecidas pela NSTA sejam atraentes o suficiente para incentivar a exploração e o desenvolvimento de novos campos. O peso relativo a ser dado a esses fatores varia caso a caso. (NSTA, 2022)

Além disso, espera-se que os proprietários da infraestrutura forneçam, de forma transparente, as condições de acesso da instalação, as remunerações pelos serviços oferecidos e os termos dos contratos para todos os interessados no acesso.

Vale ressaltar que o ICOP prevê que os requerentes (*bona fide enquires*) devem comprometer-se a solicitar à NSTA a garantia de acesso, caso não consigam chegar a um acordo em tempo apropriado com o proprietário da infraestrutura. Essa prática, é realizada por meio do *Automatic Referral Notice* (ARN), e foi considerada útil para incentivar a agilidade nas negociações em estágio final e, de acordo com o ICOP “não deve ser vista como uma ação agressiva”. O momento adequado para apresentar o ARN deve ser determinado pelo terceiro interessado que solicita o acesso uma vez definida a rota de escoamento e com o conhecimento suficiente de aspectos técnicos e econômicos, para ter confiança razoável na conclusão da negociação dentro de um prazo determinado. O período padrão definido é de 6 (seis) meses, podendo ser ajustado para atender às circunstâncias específicas⁵³.

O ICOP é complementado pelas suas Notas de Orientações (*ICOP Guidance Notes*) (OEUK, 2017b), cujo objetivo é descrever as etapas que cada participante do processo deve seguir para auxiliar os procedimentos de solicitação de acesso e de negociação entre as partes.

Já com relação às instalações de processamento de gás natural não contempladas no escopo do ICOP, estas estão sujeitas às regras contidas na Seção 12 (1) da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*). Não estão no escopo do ICOP aquelas instalações de processamento cuja finalidade seja injetar gás natural em uma instalação de estocagem, terminais de GNL de importação ou exportação, um ponto de interconexão ou um gasoduto de distribuição.

Neste caso, os proprietários ou operadores das instalações de processamento são obrigados a publicar, pelo menos uma vez por ano, as principais condições comerciais para acesso às suas instalações, ou mudanças nessas condições, à medida que se tornam efetivas. Com base nessas informações, um terceiro interessado que queira exercer o direito de acessar uma instalação de processamento de gás natural deve fazer o requerimento ao proprietário ou operador da instalação, especificando (Seção 12 (1D) da *Gas Act 1995*):

- o período no qual o gás natural precisa ser processado;
- a quantidade de gás natural a ser processada;
- a qualidade do gás natural, o qual precisa ser similar àquele que a planta foi desenhada para processar; e
- que o gás natural processado tem o propósito de atender ao mercado consumidor final.

Caso o requerente e o proprietário ou operador não concordem com os termos de acesso, o requerente pode solicitar à Autoridade de Mercados de Gás e Eletricidade (- *Gas and Electricity Markets Authority* – GEMA), um conselho formado por membros da Agência Reguladora dos Mercados de Gás e Energia do Reino Unido (*Office of Gas and Electricity Markets* – OFGEM) que atuaem nome desta Agência, para que esta emita uma orientação para que o proprietário ou operador conceda o acesso às suas instalações de processamento (Seção 12 (1F) da *Gas Act 1995*), conforme seu requerimento.

A GEMA deve então decidir se o pedido deve ser admitido (para possibilitar o avanço do processo), adiado (para permitir novas negociações) ou rejeitado, de maneira similar ao procedimento adotado pela NSTA. No caso de o pedido ter sido considerado, a GEMA deve permitir às partes interessadas a oportunidade de serem ouvidas sobre o assunto, bem como

⁵³ Se posteriormente se tornar evidente que será necessária uma prorrogação do prazo estabelecido para facilitar um acordo satisfatório, o solicitante deverá informar a NSTA. Essa notificação deve propor um período revisto e normalmente deve ser feita com o conhecimento do proprietário/operador da infraestrutura (ICOP, 2017).

deve ser consultada a Agência Governamental de Saúde e Segurança (*Health and Safety Executive* – HSE) (Seção 12 (2) da *Gas Act 1995*).

Após o acolhimento da GEMA, caso ela avalie que a solicitação não é prejudicial aos negócios do proprietário ou operador, ou de qualquer outro usuário da instalação, ela poderá solicitar que proprietário permita ao terceiro interessado acessar a sua instalação de processamento.

Em sua orientação, a GEMA pode especificar as questões nas quais as partes devem entrar em acordo, tais como a quantidade envolvida e a remuneração a ser paga pelo terceiro interessado (Seção 12 (4) da *Gas Act 1995*). Por fim, tais orientações são impostas pela OFGEM (agindo em nome da GEMA).

X.1.3. Noruega

Conforme destacado por Grondalen e Lower (2016), a indústria de petróleo da Noruega já conta com mais de 50 anos de operação, tendo como marcos históricos a realização da primeira rodada de licitação ainda em 1965 e a primeira produção comercial iniciada após 6 anos, em 1971. Tal como a UKCS (ver Subseção X.1.2), a Plataforma Continental da Noruega (*Norwegian Continental Shelf* – NCS) é considerada como área madura, em que as novas descobertas, com raras exceções⁵⁴, são geralmente pequenas.

Dessa forma, aplica-se o diagnóstico visto no caso do Reino Unido acerca do papel que ao acesso de terceiros para a redução de custos das novas descobertas, tornando-as comercialmente lucrativas, uma vez que a utilização por terceiros de uma infraestrutura já existente permite que recursos de economicidade marginal possam ser desenvolvidos sem a necessidade de construção de novas instalações de escoamento e processamento e, conseqüentemente, garantindo a eficiência na exploração e produção dos recursos petrolíferos e maiores benefícios para o país⁵⁵.

Atualmente a NCS conta com aproximadamente 8,8 mil quilômetros de gasodutos, detendo uma capacidade de movimentação de gás natural de aproximadamente 120 bilhões de m³ por ano (i.e., cerca de 328 milhões de m³ por dia)⁵⁶. A dimensão da rede de gasodutos norueguesa pode ser observada por suas interconexões com o continente europeu e com o Reino Unido, detalhada pela Figura 23. Destaca-se que a maior parte do gás natural extraído é exportado (sendo somente 1,5% consumido pela Noruega). (Norsk Petroleum, 2022)⁵⁷.

⁵⁴ A exceção aconteceu com a descoberta do campo gigante de Johan Sverdrup, considerado o quinto maior campo petrolífero já descoberto na NCS.

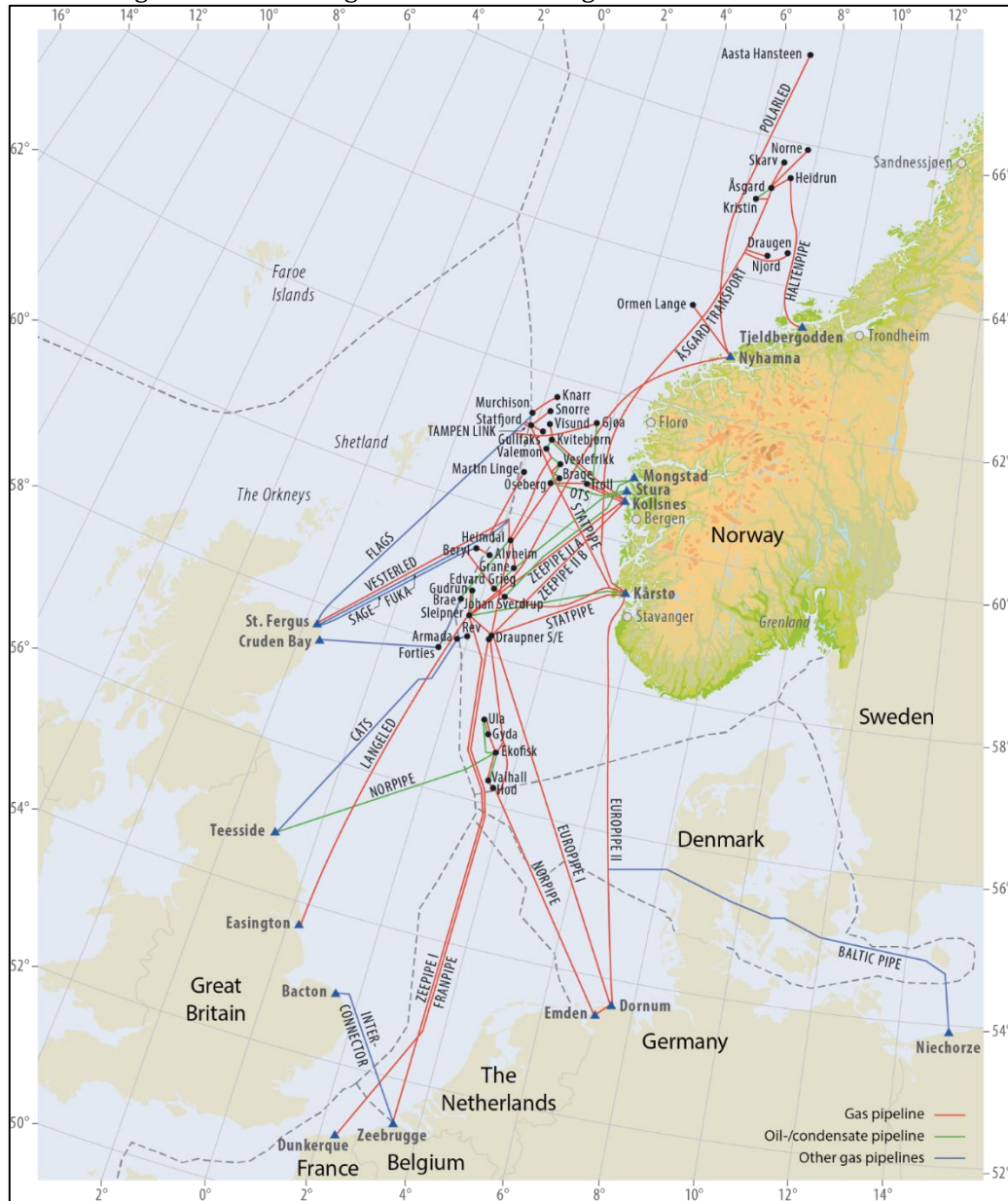
⁵⁵ Destaca-se que este é um dos objetivos a serem seguidos pela determinação legal, mais especificamente a seção 1-2 do *Norwegian Petroleum Act* declara que o gerenciamento dos recursos deve ter foco no longo prazo e na maximização dos benefícios para a sociedade:

“Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard the resource management shall provide revenues to the country and shall contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to the strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities.”

⁵⁶ Disponível em: <https://map.gassco.eu/>. Acesso em: 05/10/2022.

⁵⁷ Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>. Acesso em: 26/09/2022.

Figura 23 - Rede de gasodutos da Norwegian Continental Shelf – NCS



Fonte: Reprodução de Norsk Petroleum (2022).

A rede de gasodutos norueguesa foi constituída ao longo do desenvolvimento das atividades de produção do país sendo a atual operação dessa rede desempenhada pela Gassco. A Gassco foi criada em 2001 na forma de uma companhia estatal com a missão de garantir a operação da rede de gasodutos de forma independente e neutra, como forma de seguir o disposto nas Diretivas da União Europeia do estabelecimento de um mercado comum europeu de gás natural.

Destaca-se que, apesar da Gassco ser a operadora da rede de gasodutos da Noruega, ela não é a proprietária destas instalações. Ou seja, na Noruega é adotado o modelo de independência denominado Operador Independente de Sistema (*Independent System Operator – ISO*), por meio do qual o operador da rede atua em nome dos proprietários das infraestruturas, sendo este agente responsável pela gestão operacional do sistema, o gerenciamento das capacidades e pelo planejamento da expansão da rede⁵⁸, sendo o custo de operação da rede

⁵⁸ Estas obrigações estão previstas na seção 4-9 da Lei Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Act*).

cobrado dos seus usuários por meio de tarifas de transporte, com o investimento feito pelos proprietários cobertos pelo elemento de capital contido nestas tarifas.

Com relação à propriedade da rede de gasodutos da Noruega, a maior parte dela é de propriedade da Gassled, uma *joint venture* criada em 2003, a partir da fusão de outras *joint ventures* proprietárias dos gasodutos da NCS (Grondalen e Lower, 2016). A Gassled compreende os polos de processamento de gás natural de Kårstø e Kollsnes, bem como os gasodutos que ligam campos produtores no Mar do Norte e partes do Mar da Noruega a essas instalações de processamento e dutos de exportação exportam gás natural processado para o Reino Unido e a Europa Continental. Além do Gassled, a Gassco opera diversas outras *joint ventures*: Haltenpipe; Valemon Rich Gas Pipeline; Utsira High Gas Pipeline; Knarr Gas Pipeline; Nyhamna gas processing plant; Polarled; e Vestprosess (Gassco, 2022).

Na Noruega, o acesso de terceiros às infraestruturas de petróleo e gás natural encontra-se previsto na Seção 4-8 da Lei Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Act*) (NPD, 1996), que estipula em seu primeiro parágrafo as atribuições do Ministério de Petróleo e Energia (MPE), nos seguintes termos:

“O Ministério [de Petróleo e Energia] poderá decidir que as instalações compreendidas pelas Seções 4-2 e 4-3, às quais têm sua propriedade conferida ou são utilizadas sob licença, poderão ser desfrutadas por outros, se justificado por considerações de operação eficiente ou para o benefício da sociedade, e o Ministro entender que tal uso não constituirá qualquer prejuízo irrazoável às necessidades do próprio licenciado ou daqueles a quem já tenham sido assegurado o direito ao uso. Não obstante, empresas de gás natural e clientes elegíveis domiciliados em um país membro da EEA [Área Econômica Europeia] têm o direito de acessar as redes upstream de gasodutos, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com esse acesso. O Ministério pode estipular outras regras sob a forma de regulamentos e pode impor condições e emitir ordens relativas a esse acesso no caso individual.”⁵⁹
(Tradução livre).

Como enfatizado em Grondalen e Lower (2016), a *Norwegian Petroleum Act* faz distinção, em sua Seção 4-8, entre as instalações compreendidas nas Seções 4-2 e 4-3⁶⁰ e a rede de gasodutos *upstream*⁶¹. Para o caso das instalações compreendidas nas Seções 4-2 e 4-3, que consiste em instalações para desenvolvimento, produção e transporte de petróleo (instalações petrolíferas), o MPE pode impor o acesso de terceiros, caso não haja acordo entre as partes. Já

⁵⁹ “The Ministry may decide that facilities comprised by Sections 4-2 and 4-3, and which are owned or used by a licensee, may be used by others, if so warranted by considerations for efficient operation or for the benefit of society, and the Ministry deems that such use would not constitute any unreasonable detriment of the licensee’s own requirements or those of someone who has already been assured the right of use. Nevertheless, natural gas undertakings and eligible customers domiciled in an EEA State shall have a right of access to upstream pipeline networks, including facilities supplying technical services incidental to such access. The Ministry stipulates further rules in the form of regulations and may impose conditions and issue orders relating to such access in the individual case.”

⁶⁰ A Seção 4-2 detalha a forma e as instalações que constaram no plano de desenvolvimento da jazida, incluindo-se aquelas relacionadas ao transporte dos hidrocarbonetos. Já a Seção 4-3 descreve quais instalações do desenvolvimento da jazida devem contar com autorização especial, incluindo-se nominalmente: “*shipment facilities, pipelines, liquefaction facilities, facilities for generation and transmission of electric power and other facilities for transportation or utilisation of petroleum.*”

⁶¹ A Seção 1-6 define rede *upstream* de gasodutos da seguinte forma: “*upstream pipeline network, any pipeline or network of pipelines operated or constructed as part of an oil or gas production project, or used to convey natural gas from one or more production facilities of this type to a processing plant, a terminal or a final landing terminal. Those parts of such networks and facilities that are used for local production activities of a deposit where the natural gas is produced are not regarded as upstream pipeline networks.*”

para o caso da rede de gasodutos *upstream*, que incluem os polos de processamento de gás natural, as empresas de gás natural e os consumidores elegíveis, todos têm o direito de acesso.

Além disso, a Seção 4-8, em seu parágrafo 2, estabelece que qualquer acordo relativo ao uso de instalações petrolíferas por terceiros deve ser submetido ao MPE para aprovação, salvo decisão contrária deste ministério. Ainda de acordo com este parágrafo, o MPE, ao aprovar tal acordo referente às instalações petrolíferas, ou em relação a uma solicitação de acesso à rede de gasodutos *upstream*, possui poderes para:

“(...) estipular tarifas e outras condições ou, posteriormente, alterar as condições acordadas, aprovadas ou estipuladas, a fim de garantir que a implementação de projetos seja realizada com a devida atenção às considerações relativas à gestão dos recursos, além de proporcionar ao proprietário das instalações um lucro razoável, levando-se em conta, entre outras coisas, investimentos e riscos.” (Tradução livre).

A regulamentação do acesso de terceiros às instalações petrolíferas se dá por meio da norma intitulada “Regulamentos Relativos ao Uso de Instalações por Outros” (*TPA Regulations*)⁶², cujo objetivo é o de contribuir para a eficiência das negociações entre o proprietário ou operador e o terceiro interessado acerca do acesso às instalações petrolíferas e garantir que todos os acordos propostos tenham termos e condições justos e equilibrados. Já a regulamentação do acesso de terceiro às redes de gasodutos *upstream* se encontra no Capítulo 9 das “Regulações de Petróleo” (*Petroleum Regulations* – PR⁶³) e as Regulações Tarifárias (*Tariff Regulations*⁶⁴), cujos princípios e regras serão objeto do restante desta Subseção.

Os princípios que regem o acesso às redes de gasodutos *upstream* estão dispostos na Seção 59 da PR:

*“As empresas de gás natural e os clientes elegíveis que tenham uma necessidade razoável devidamente fundamentada de transporte e/ou processamento de gás natural devem, em condições objetivas e não discriminatórias, ter direito de acesso às redes de gasodutos *upstream*, incluindo instalações que prestem serviços técnicos conexos a esse acesso, de acordo com as regras deste capítulo.*

*O operador, o proprietário e o titular da rede de gasodutos *upstream* devem assegurar, ao receber pedidos de empresas de gás natural e clientes elegíveis para acesso à capacidade de utilização em redes de gasodutos *upstream*, que tais pedidos sejam tratados num prazo razoável.*

*O direito de utilização de capacidade na rede de gasodutos *upstream* está sujeito a que as especificações do gás natural a transportar e/ou processado sejam razoavelmente compatíveis com os requisitos técnicos e de funcionamento eficiente da rede de gasodutos *upstream*.*

*Outras condições e procedimentos de aplicação desta disposição serão determinados pelo operador após consulta ao proprietário e aos utilizadores da rede de gasodutos *upstream*. O acesso pode ser recusado pelo operador se*

⁶² Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/facilities-use-by-others/>. Acesso em: 06/10/2022.

⁶³ Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/>. Acesso em: 26/09/2022.

⁶⁴ Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/regulations-relating-to-the-stipulation-of-tariffs-etc.-for-certain-facilities/>. Acesso em: 26/09/2022.

as condições do direito de uso nos termos desta disposição não estiverem satisfeitas.”⁶⁵ (Grifos nossos) (tradução livre).

Com relação à exigência de fundamentada necessidade de transporte (escoamento) e processamento, são consideradas razoáveis as situações em que os usuários ou terceiros interessados que possuem ou irão possuir comprovada demanda de escoamento da sua produção, ou que realizaram ou pretendem realizar negociações de compra, venda ou troca de gás natural (Grondalen e Lower, 2016).

Além de comprovada necessidade de utilização, de acordo com o terceiro parágrafo, é necessário o atendimento aos requisitos de especificação do gás natural, para que este possa ser escoado, transportado ou processado, estabelecidos pelo agente responsável pela gestão das instalações, com vistas à operação eficiente e segura da rede. Outros procedimentos e condições para o acesso podem ser determinados pelo operador da rede de gasodutos *upstream*, mediante consulta junto ao proprietário e aos usuários, devendo estes serem objetivos e não discriminatórios, além de permitir o acesso dentro de um prazo razoável. Recusas de acesso por parte do operador somente são permitidas caso as condições de acesso não sejam atendidas.

Dessa forma, após consultar a Gassled e os usuários da rede de gasodutos *upstream*, a Gassco determina quais outras condições e procedimentos devem ser estipulados de acordo com a Seção 59 da PR. Essa determinação pode, por exemplo, incluir uma condição de que o usuário deve apresentar um certo grau de solidez financeira. Gassco tem autoridade de aprovação final para saber se as condições de acesso na Seção 59 foram atendidas (Grondalen e Lower, 2016).

As questões relacionadas com a responsabilidade pela determinação da capacidade física das instalações; alocação de capacidade existente e decorrente de expansão; cessão de capacidade contratada; e o estabelecimento das tarifas a serem cobradas dos usuários, são detalhadas nas Seções 61 a 64 da PR.

Em especial, por força da Seção 61 PR, a Gassled deve disponibilizar a capacidade disponível dos gasodutos para a Gassco, que, por seguinte, deverá torná-la disponível para terceiros, devendo esta capacidade ser tão alta quanto fisicamente possível. Por sua vez, a Gassco deve anunciar tal capacidade aos usuários interessados, em datas pré-estabelecidas (usualmente em abril e setembro), para que estes possam exercer o seu direito de reserva da capacidade ofertada⁶⁶ (Grondalen e Lower, 2016).

Uma vez tendo sido alocada a capacidade para um usuário, a Gassled, como proprietária da rede de dutos *upstream*, deverá firmar um contrato com este agente. Os direitos e obrigações da Gassled e do usuário são regulados por um contrato padronizado intitulado "Termos e

⁶⁵ "Natural gas undertakings and eligible customers who have a duly substantiated reasonable need of transportation and/or processing of natural gas shall, on objective and non-discriminatory conditions, have right of access to upstream pipeline networks, including facilities supplying technical services incidental to such access, in accordance with the rules of this chapter.

The operator, owner and the party entitled to use the upstream pipeline network shall ensure, on receiving inquiries from natural gas undertakings and eligible customers for access to use capacity in upstream pipeline networks, that such inquiries are handled within a reasonable period of time.

The right to use capacity in the upstream pipeline network is subject to the specifications of the natural gas to be transported and/or processed being reasonably compatible with the technical requirements for and efficient operation of the upstream pipeline network.

Further conditions and procedures for application of this provision shall be determined by the operator after consulting the owner and users of the upstream pipeline network. Access may be refused by the operator if the conditions for the right of use pursuant to this provision are not satisfied."

⁶⁶ O "Booking Manual" da Gassco contém as disposições sobre reserva de capacidade no mercado primário na Noruega: Disponível em:

<https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/booking-manual-01.10.2022.pdf>. Acesso em: 06/10/2022.

Condições da Gassled"⁶⁷. O mesmo se aplica às demais infraestruturas de propriedade das demais *joint ventures* e operadas pela Gassco, cujos termos e condições se encontram disponíveis no sítio eletrônico da operadora⁶⁸.

Já com relação à determinação do valor cobrado dos usuários pelo operador, em razão da adoção do modelo ISO pela Noruega, a Seção 63 da PR determina que as tarifas devem ser estruturadas a partir de dois elementos: os elementos de capital e operação. Na parte do capital, deve-se dar ao proprietário uma taxa de retorno razoável sobre o capital investido. Já o elemento operação deve garantir que nem o operador, nem o proprietário da instalação, seja deficitário ou tenha lucro na operação da rede de gasodutos *upstream*. Além disso, as tarifas devem ser pagas pelo usuário independentemente do uso da capacidade contratada (cláusula *ship-or-pay*). Por sua vez, as *Tariff Regulations* permitem que diferentes zonas de rede de gasodutos *upstream* tenham diferentes tarifas, de forma que cada zona tem uma tarifa de entrada e saída específica (Grondalen e Lower, 2016).

Por fim, as resoluções de conflito relacionadas com o acesso às redes de gasodutos *upstream* são objeto da Seção 68 da PR. De acordo com o disposto nesta subseção, quaisquer notificações de conflito devem ser encaminhadas ao MPE, ou qualquer outro órgão autorizado por este ministério para a tomada de decisão, que deve emitir a sua decisão sem demora injustificável.

X.1.4. Dinamarca

Os membros da União Europeia podem ser divididos entre países considerados produtores e países considerados consumidores de óleo e gás natural, estes últimos altamente dependentes de importações. São considerados países produtores aqueles em que a produção corresponde a, no mínimo, 50% do seu consumo, sendo que, de acordo com dados da Eurostat⁶⁹, no ano de 2019 apenas os Países Baixos (74,9%), Romênia (91,2%), Dinamarca (101,2%) atendiam a este critério⁷⁰.

Dentre estes países produtores, a Dinamarca se apresenta como aquele cujas características da sua produção de gás natural mais se assemelha ao caso brasileiro, por se concentrar na exploração e produção *offshore*, com distâncias entre os campos produtores e a costa do país da ordem de 235 a 330 km. Apesar da produção *offshore* ser similar aos demais países da Europa já analisados (Reino Unido e Noruega), essa grande distância aproxima as necessidades e particularidades do país ao caso brasileiro. Além disto, a legislação local assegura maior acessibilidade acerca de terceiros interessados tanto aos gasodutos de escoamento da produção quanto às instalações de processamento de gás natural.

A história da indústria do petróleo e gás natural da Dinamarca teve seu início após o primeiro choque do petróleo e suas consequências adversas sobre uma economia que, à época, dependia exclusivamente das importações. Assim, as primeiras reservas de petróleo no Mar do Norte dinamarquês foram descobertas no Campo de Kraka em 1966. A descoberta foi feita pelo *Danish Underground Consortium* (DUC), estabelecido pela empresa de logística Maersk. Em 1972, após a formação da empresa estatal *Danish Natural Gas Ltd.* (posteriormente denominada *Danish Oil and Natural Gas - DONG*), começou a exploração sistemática no Campo de Dan, que

⁶⁷ Disponível em: <https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/gassled-terms-and-conditions.pdf>. Acesso em: 06/10/2022.

⁶⁸ Disponível em: <https://www.gassco.no/en/our-activities/capacity-management/Transport-agreements/>. Acesso em: 06/10/2022.

⁶⁹ Dados disponíveis em: <https://ec.europa.eu/eurostat/em/>. Acesso em 24/10/2022.

⁷⁰ Os demais países da Europa, não membros da União Europeia, que atenderam ao mesmo critério foram o Reino Unido (50,0%) e Noruega (1.766,4%), analisados nas Subseções 5.1 e 5.2, respectivamente.

viria a ser um dos principais produtores do país. À despeito dessa atividade inicial, foi somente a partir de 1981 que começaram significativas atividades de exploração impulsionadas pela descoberta um segundo campo de petróleo (Skjold). Tais atividades exploratórias estimularam a produção de óleo, que atingiu patamares significativos e tornaram o país um exportador líquido⁷¹.

Já a produção de gás natural teve início em 1983. A produção dinamarquesa de gás natural aumentou gradualmente até atingir o pico de 10,4 bilhões de m³ (28,5 milhões de m³/dia) em 2005, para então apresentar uma tendência declinante, alcançando em 2021 o volume total de 1,9 bilhões de m³ (5,2 milhões de m³/dia), dos quais cerca de 30% foram de biometano (564 milhões de m³ ou 1,5 milhões de m³/dia).

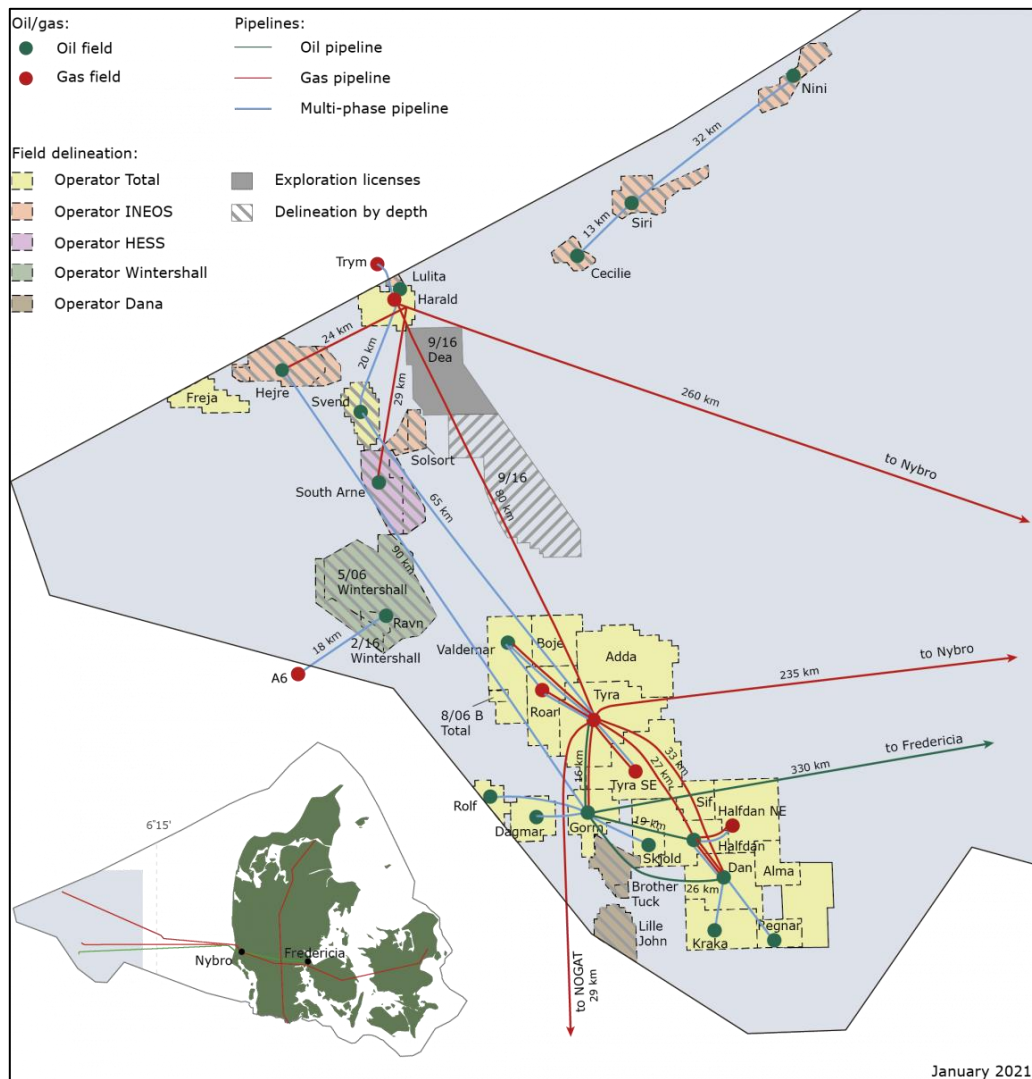
Em grande parte, o declínio da produção de gás natural da Dinamarca é explicado pela necessidade de reconstrução das instalações do Campo de Tyra, seu segundo maior campo produtor⁷². Como consequência, após décadas de autossuficiência e a condição de exportador líquido de gás natural, entre os anos de 2019 e 2021, o consumo de gás natural da Dinamarca superou a produção, tornando o país um importador líquido de gás natural. Entretanto esta condição será transitória, uma vez que o governo dinamarquês projeta que a produção volte a superar o consumo entre os anos de 2022 e 2035, de maneira que a Dinamarca será novamente um exportador líquido de gás natural. (DEA, 2017).

A Figura 24 apresenta a infraestrutura de produção de óleo e gás natural no Mar do Norte na área da Dinamarca:

⁷¹ Sperling, K., Madsen, P. T., Gorroño-Albizu, L., & Mathiesen, B. V. (2021). Denmark without Oil and Gas Production: Opportunities and Challenges. Aalborg University. <https://oilandgastransitions.org/resources/reports/denmark-without-oil-and-gas-opportunities-and-challenges/>.

⁷² De acordo com as últimas informações disponíveis, existem 17 campos produzindo gás natural na Dinamarca, sendo que mais da metade da produção de 2015 proveniente de dois campos: Halfdan (30,9%) e Tyra (27,0%) (DEA, 2017).

Figura 24 - Produção Dinamarquesa de Óleo e Gás Natural no Mar do Norte.



Fonte: DEA (2022).

A principal norma que regula as atividades de *upstream* da indústria do petróleo e gás natural na Dinamarca é a Lei de Subsolo (*Subsoil Act*)⁷³. A *Subsoil Act* é complementada pela Lei de Plataforma Continental (*Continental Shelf Act*)⁷⁴ e pela Lei de Gasodutos (*Pipeline Act*)⁷⁵.

A *Subsoil Act* estabelece a base legal para as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento, produção de recursos minerais e hidrocarbonetos no subsolo dinamarquês, bem como os direitos do governo da Dinamarca de adquirir hidrocarbonetos e qualquer outro recurso mineral presente em seu subsolo e na plataforma continental dinamarquesa. Todos os reservatórios de recursos minerais, incluindo hidrocarbonetos, abrangidos pela lei, pertencem ao estado dinamarquês, sendo o exercício das atividades de exploração e produção destes recursos sujeitos ao licenciamento prévio por parte do Ministério do Clima, Energia e Serviços

⁷³ Consolidated Act on the Use of the Danish Subsoil. Disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/consolidated_act_no._1190_of_21_september_2018_in_the_use_of_the_danish_subsoil.pdf. Acesso em: 17/10/2022.

⁷⁴ Act on the Continental Shelf and Certain Pipeline Installations in the Maritime Territory. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2018/1189> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

⁷⁵ Act on the Establishment and Use of a Pipeline for the Transport of Crude Oil and Condensate. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2019/807> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

Públicos (*Ministry of Climate, Energy and Utilities* – MCEU), ou pela Agência Dinamarquesa de Energia (*Danish Energy Agency* – DEA)⁷⁶, vinculada ao MCEU, mediante delegação de competência do Ministério⁷⁷.

A *Continental Shelf Act* é baseada na Convenção da ONU sobre a Plataforma Continental⁷⁸, 29 de abril de 1958, ratificado pela Dinamarca em 31 de maio de 1963. O objetivo da lei é a criação de um arcabouço administrativo acerca da soberania da Dinamarca sobre os depósitos minerais e outros materiais, nos termos da Convenção da ONU. De acordo com a *Continental Shelf Act* e os requisitos estabelecidos na *Subsoil Act*, a exploração e produção de recursos naturais, incluindo a construção instalações e dutos associados a projetos de produção de hidrocarbonetos, na plataforma continental dinamarquesa só podem ocorrer com licença ou permissão concedida pelo Estado. Além disso, a *Continental Shelf Act* exige a obtenção de permissão prévia para o descomissionamento de cabos de energia elétrica e dutos para a movimentação de hidrocarbonetos em águas territoriais e na plataforma continental dinamarquesas.

Por sua vez, o *Pipeline Act* conta com dois principais objetivos. Em primeiro lugar, ele busca a melhoria da recuperação da produção de petróleo bruto e condensados nos campos na parte dinamarquesa do Mar do Norte. Em segundo lugar, a normativa visa reduzir o impacto ambiental que o escoamento da produção dos hidrocarbonetos gera, demandando o lançamento de dutos e internalização por meio de terminais. Em especial, a Seção 2 da *Pipeline Act* estabelece o seguinte para os agentes que produzem óleo e condensado na plataforma continental dinamarquesa:

*“Qualquer um que extraia hidrocarbonetos líquidos na área da plataforma continental dinamarquesa no Mar do Norte deve conectar a planta de produção ao duto principal ou a um ramal construído pelo proprietário, bem como construir as instalações e dutos que a conexão em um ponto de conexão determinado pelas necessidades do proprietário. O petróleo bruto e o condensado extraídos na plataforma continental dinamarquesa no Mar do Norte, destinado ao refino ou comercialização na Dinamarca, devem ser transportados através do oleoduto.”*⁷⁹ (Tradução livre).

As Seções 3 e 3a da *Pipeline Act* e a Ordem Executiva nº 78⁸⁰, de 26 de janeiro de 2018, estabelecem a forma de pagamento pelos usuários e as condições para a reserva de capacidade para fins de transporte de óleo e condensados.

Com relação ao uso por terceiros das instalações de produção, processamento e transporte⁸¹ de hidrocarbonetos, a Seção 16 do *Subsoil Act* prevê a possibilidade da exploração

⁷⁶ As funções da DEA se encontram na sua página na internet: <https://ens.dk/en/about-us/about-danish-energy-agency>. Acesso em: 24/10/2022.

⁷⁷ Seção 2(3) da Ordem Executiva nº 2.573, de 22 de dezembro de 2021, que trata dos poderes e atribuições da DEA. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2573> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

⁷⁸ *Convention on the Continental Shelf*. Disponível em: https://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_1_1958_continental_shelf.pdf. Acesso em: 17/10/2022.

⁷⁹ “Anyone who extracts liquid hydrocarbons on the Danish continental shelf area in the North Sea must connect the production plant to the main pipeline or to a tributary laid by the owner, as well as build the installations and pipelines that the connection at a connection point determined by the owner necessitates. Crude oil and condensate extracted on the Danish continental shelf in the North Sea, which is destined for refining or marketing in Denmark, must be transported through the pipeline.”

⁸⁰ *Executive Order on Payment for the Transport of Crude Oil and Condensate*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/78> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

⁸¹ É importante notar que o termo “transporte” adotado nas legislações estrangeiras estudadas é utilizado para representar a movimentação de produtos por meio de percurso de interesse geral, similar à definição constante

coordenada de duas ou mais acumulações, desde que justificado por considerações econômicas ou por interesse da sociedade. Neste sentido, a Ordem Executiva nº 805⁸² (Ordem nº 805/2019), de 13 de agosto de 2019, em atendimento ao disposto na Seção 16(8) da *Subsoil Act* regulamentou o uso por terceiros interessados destas instalações, com exceção das redes de gasodutos *upstream* [Seção 16(9)], cujo acesso é regulamentado pela Ordem Executiva nº 1.410⁸³ (Ordem nº 1.410/2019), de 16 de dezembro de 2019.

A Ordem nº 805/2019 tem o objetivo de estabelecer regras e procedimentos para garantir o uso adequado e eficiente das instalações para a produção, processamento e transporte de hidrocarbonetos por meio do acesso negociado e não discriminatório a estas instalações, conforme disposto nas suas Seções 1, 4 e 5:

“1. O objetivo desta Ordem Executiva é estabelecer regras e procedimentos para garantir o uso adequado e eficiente das instalações para a produção, processamento e transporte, etc., de hidrocarbonetos. O acesso de terceiros ao uso das instalações deve basear-se em termos e condições que garantam o incentivo contínuo à exploração de hidrocarbonetos, bem como à operação de instalações para a produção, processamento e transporte, etc., de hidrocarbonetos, tendo em conta a adequada exploração dos recursos naturais no subsolo dinamarquês.

(...)

4. Um usuário tem o direito de usar uma instalação em termos e condições objetivas e não discriminatórias de acordo com a seção 16 da Lei do Subsolo e as disposições desta Ordem Executiva. Não discriminatório significa que os termos e condições dos serviços estabelecidos pelos proprietários das instalações não podem discriminar entre os usuários que necessitam do mesmo serviço.

5. O usuário e o proprietário devem assegurar que os acordos relativos ao acesso de terceiros não concedam a uma ou mais empresas vantagens injustas.

(...)”⁸⁴ (tradução livre).

do inciso VII do art. 6º da Lei nº 9.478 (“Lei do Petróleo), de 6 de agosto de 1997: “Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;”. Contudo, para representar a atividade de transporte de gás natural, conforme definido no inciso XLII do art. 3º da Lei nº 14.134 (“Nova Lei do Gás”), de 8 de abril de 2021 (“transporte de gás natural: movimentação de gás natural em gasodutos de transporte”), o termo em inglês “transmission” (transmissão) adotado pela União Europeia em suas diretivas é o mais adequado, uma vez que esta atividade é definida como sendo o transporte de gás natural através de uma rede essencialmente constituída por gasodutos de alta pressão, excluídas as redes de distribuição e as redes de gasodutos *upstream* (parágrafo 3 do artigo 2º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0073>. Acesso em: 18/10/2022).

⁸² *Executive Order on the Use of Facilities for the Production, Processing and Transportation, etc., of Hydrocarbons by Third Parties (Third-Party Access).* Disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/executive_order_no_805_of_13_august_2019_on_the_use_of_facilities_for_the_production_processing_and_transportation_etc_of_hydrocarbons_by_third_parties.pdf. Acesso em: 17/10/2022.

⁸³ *Executive Order on Access to the Upstream Pipeline Network and to Upstream Facilities.* Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2019/1410> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

⁸⁴ “1. The purpose of this Executive Order is to lay down rules and procedures to ensure the appropriate and efficient use of facilities for the production, processing and transportation, etc., of hydrocarbons. Third-party access to the use of facilities must be based on terms and conditions that ensure continued incentive for the exploration of hydrocarbons as well as for the operation of facilities for the production, processing and transportation, etc., of hydrocarbons while having due regard to appropriate exploitation of the natural resources in the Danish subsoil.

Em termos da sua estruturação, os seguintes assuntos são tratados na Ordem nº 805/2019: a maneira na qual as negociações para o acesso devem transcorrer; a forma de requisição do uso da capacidade por parte dos terceiros interessados e sua resposta pelo proprietário ou operador da instalação; a elaboração do plano de negociação e o seu envio ao regulador; os termos e condições da prestação do serviço, inclusive os princípios tarifários a serem seguidos; as informações que devem ser prestadas por ambas as partes; e os eventuais desacordos entre as partes.

Interessa notar que a norma detalha em seu Anexo 1 quais informações devem ser prestadas pelos terceiros interessados na sua requisição de acesso. Por sua vez, a ordem determina que a resposta do proprietário ou operador da instalação deve ser direta, objetiva e em tempo razoável, refletindo as informações solicitadas. Contudo, o regulamento não estabelece prazo máximo para a resposta do proprietário ou operador das instalações.

A respeito das negociações para o acesso, a Ordem nº 805/2019 estabelece que o usuário e o proprietário devem garantir que as negociações sobre o uso da instalação sejam concluídas em no máximo 6 (seis) meses⁸⁵. Esses 6 meses para a finalização das negociações iniciam-se a partir da data em que o plano de negociação foi submetido à DEA⁸⁶, salvo se ambas as partes apresentarem um plano de negociação com prazo diferente. Se dentro do prazo estabelecido no plano de negociação as partes falharem em alcançar um acordo, o assunto pode ser encaminhado à DEA para decisão.

A Ordem nº 1.410/2019 tem o objetivo de regulamentar o acesso de terceiros aos gasodutos e redes de gasodutos *upstream*, em atendimento ao disposto no artigo 34 da Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, do Parlamento Europeu e do Conselho e nas disposições contidas na Lei de Abastecimento de Gás Natural (*Natural Gas Supply Act*)^{87,88} da Dinamarca. De acordo com os parágrafos 1 e 2 do artigo 34 da Diretiva 2009/73/CE:

“1.

Os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural e os clientes elegíveis, onde quer que se encontrem,

(...)

4. *A user is entitled to use a facility on objective and non-discriminatory terms and conditions in accordance with section 16 of the Subsoil Act and the provisions of this Executive Order. Non-discriminatory means that the terms and conditions for services laid down by owners of facilities are not to discriminate between users requiring the same service.*

5. *The user and the owner shall ensure that agreements concerning third-party access do not grant one or more companies unfair advantages.*

(...)”

⁸⁵ “10.(1) *If the owner and the user decide to open negotiations about the use of a facility, they must as soon as possible agree on a plan for such negotiations, including a time limit for their conclusion, see subsection (2). A negotiation plan should be available one month after the owner and the user have decided to open negotiations.*

(2) The user and the owner shall ensure that negotiations about the use of the facility are concluded no later than six months from the date on which the negotiation plan was submitted to the Danish Energy Agency, unless otherwise agreed in the negotiation plan.”

⁸⁶ Um plano para as negociações deve estar disponível 1 (um) mês após o usuário e o proprietário ou operador decidirem iniciar as negociações (Seção 10(1) da Ordem nº 805/2019).

⁸⁷ *Natural Gas Supply Act*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2020/126> (em dinamarquês). Acesso em 17/10/2022.

⁸⁸ A *Natural Gas Supply Act* contém disposições que implementam partes do Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre regras comuns para o mercado interno de gás natural. Esta normativa tem como objetivo garantir que o fornecimento de gás natural da Dinamarca seja organizado e realizado de acordo com o bem-estar social, o meio ambiente, a proteção do consumidor e o cumprimento das obrigações legais da UE relativas à segurança do abastecimento. A lei abrange as atividades de transmissão (transporte), distribuição, fornecimento e estocagem de gás natural, incluindo gás natural liquefeito (GNL), além de se aplicar ao biometano (gás obtido a partir da biomassa ou outras matérias-primas que geram biogás e são melhorados para obter o biometano), na medida em que tais gases podem ser injetados e transportados de forma técnica e segura através do sistema de gás natural.

possam aceder às redes de gasodutos a montante, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com tal acesso, nos termos do presente artigo, exceto às partes dessas redes e instalações que sejam utilizadas para operações de produção local nos campos onde o gás é produzido. (...)

2.

O acesso a que se refere o n.º 1 deve ser permitido em condições determinadas por cada Estado-Membro de acordo com os instrumentos relevantes. Os Estados-Membros devem pautar-se pelos objetivos de um acesso justo e aberto, tendo em vista a realização de um mercado competitivo do gás natural e evitando abusos resultantes de uma posição dominante tendo em conta a segurança e a regularidade nos fornecimentos, as capacidades existentes ou que possam ser razoavelmente disponibilizadas e a proteção do ambiente (...)

Desse modo, a Seção 1 da Ordem n.º 1.410/2019 determina que qualquer interessado pode ter acesso às “(...) redes de gasodutos *upstream* e para instalações *upstream*, incluindo as instalações que fornecem serviços técnicos em conexão com esse acesso, exceto para as partes dessas redes e instalações que são usadas para atividades locais de produção em um campo onde o gás natural é produzido”, mediante o pagamento de uma remuneração ao proprietário ou operador. Sendo que, as instalações *upstream* abrangem as redes de gasodutos de escoamento e instalações de tratamento/processamento em terra associadas aos gasodutos e que são operadas em conjunto (Seção 2(2), da Ordem n.º 1.410/2019).

De maneira distinta da Ordem n.º 805/2019, o procedimento de negociação descrito na Seção 3 da Ordem n.º 1.410/2019 não determina tempo máximo para a conclusão das negociações, tão somente que estas sejam concluídas dentro de prazo razoável. O único prazo estabelecido é de resposta do proprietário ou operador em caso de negativa de acesso, que deve ser de no máximo 14 (quatorze) dias.

As recusas de acesso devem ser devidamente justificadas, sendo necessário serem baseadas em um dos seguintes itens obtidos na Seção 5(5) da Ordem n.º 1.410/2019:

“(5) O proprietário ou operador pode se recusar a conceder acesso à sua rede de gasodutos upstream ou à sua instalação upstream quando necessário:

1) se as especificações técnicas forem mutuamente incompatíveis e este problema não puder ser resolvido facilmente de forma razoável,

2) evitar dificuldades que não podem ser razoavelmente superadas facilmente e que possam ser prejudiciais à efetiva produção futura de hidrocarbonetos existentes e planejadas, inclusive de campos com rentabilidade econômica marginal, ou

3) respeitar as necessidades razoáveis devidamente documentadas do proprietário ou operador da rede de gasodutos upstream ou das instalações de transporte e processamento de gás a montante e os interesses de todos os outros usuários potencialmente afetados da rede de gasodutos upstream ou instalações relevantes de processamento ou tratamento”.⁸⁹ (Tradução livre).

⁸⁹ “(5) The owner or operator may refuse to grant access to its upstream pipeline network or to its upstream facility when necessary:

1) if the technical specifications are mutually incompatible and this problem cannot be solved reasonably easily,

A Seção 4 da Ordem nº 1.410/2019 estabelece que tão logo o proprietário ou operador receba um pedido de acesso este deve comunicar o fato à DEA, que deve avaliar se tal pedido pode causar risco ao abastecimento do mercado de gás natural dinamarquês ou à atividade de exploração e produção de gás natural, bem como ao meio ambiente, podendo determinar ao proprietário ou operador que não conceda o acesso, ou definir uma série de condições para o acesso.

Já a Seção 5 determina que as condições e o preços negociados não devem ser discriminatórios, além da necessidade de sua submissão ao ente regulador de energia dinamarquês:

“5. Os preços e condições dos serviços relacionados ao acesso são determinados pela negociação entre o requerente para acesso a uma rede de gasodutos upstream ou a uma instalação upstream e seu proprietário ou operador.

(2) Os preços e condições são determinados de tal forma que não há discriminação entre os requerentes.

(3) Os preços e condições são notificados ao Regulador de Serviços Públicos Dinamarquês.”⁹⁰ (Tradução livre)

Diferentemente do observado na Ordem nº 805/2019, o órgão responsável pelo acompanhamento das tratativas de acesso é o Regulador de Serviços Públicos Dinamarquês (*Danish Utility Regulator* – DUR)⁹¹. Consequentemente, cabe ao DUR verificar se os preços e condições de acesso estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis (Seção 6 da Ordem nº 1.410/2019).

O DUR foi estabelecido em 1º de julho de 2018⁹² e é o ente regulador independente nacional designado pela Dinamarca para representar o país nos assuntos relacionados a energia, em atendimento às determinações das diretivas de energia da União Europeia. O DUR tem o seu diretor indicado pelo Ministro do Clima, Energia e Serviços Públicos para um mandato de 5 (cinco) anos, renovável por igual período. Tanto o diretor da DUR, quanto seus funcionários não podem buscar ou receber instruções de qualquer pessoa no desempenho de suas funções e devem desempenhar suas funções com imparcialidade.

Além das questões relacionadas à supervisão das condições de acesso e dos preços, cabe ao DUR a resolução de conflitos entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadores destas instalações. Em caso de discordância de decisão tomada pelo DUR, é facultada a possibilidade de pedido de recurso junto à Câmara Recursal de Energia (*Energy Board of Appeal*) da Dinamarca.

2) to avoid difficulties which cannot be reasonably easily overcome and which may be detrimental to effective existing and planned future hydrocarbon production, including from fields with marginal economic profitability, or

3) to respect the duly documented reasonable needs of the owner or operator of the upstream pipeline network or of upstream gas transportation and processing facilities and the interests of all other potentially affected users of the upstream pipeline network or relevant processing or handling facilities.”

⁹⁰ “5. Prices and conditions for services in connection with access are determined by negotiation between the applicant for access to an upstream pipeline network or to an upstream facility and its owner or operator.

(2) Prices and conditions are determined in such a way that there is no discrimination between applicants.

(3) Prices and conditions are notified to the Danish Utility Regulator.”

⁹¹ As funções do DUR se encontram na sua página na internet: <https://forsyningstilsynet.dk/about-us>.

⁹² Act on the Danish Utility Regulator. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2018/690> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 19/10/2022.

X.2. Experiência Internacional – Acesso de Terceiros aos Terminais de GNL

De acordo com o inciso XL do art. 3º da Nova Lei do Gás, terminal de GNL é a instalação, terrestre ou aquaviária, destinada a receber, movimentar, armazenar ou expedir gás natural na forma liquefeita, podendo incluir os serviços ou instalações necessárias aos processos de regaseificação, liquefação, acondicionamento, movimentação, recebimento e entrega de gás natural ao sistema dutoviário ou a outros modais logísticos. Trata-se de definição que buscou espelhar o fluxo típico de movimentação do gás na instalação, inserindo cada um dos elementos que a compõem, e abarcar a diversidade de terminais de GNL atualmente existentes, que podem não conter um ou mais desses elementos.

Há basicamente duas categorias de terminais de GNL: terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e terminais de liquefação de gás natural. Os terminais de regaseificação tipicamente se localizam em países importadores de gás natural, como Espanha e Japão, ao passo que os terminais de liquefação se encontram em países exportadores, tais como o Qatar, Trinidad e Tobago e Austrália. Conforme ANP (2010), a inserção do GNL na cadeia do gás natural se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transpostas entre os locais de produção e aqueles de consumo são tais que se torna economicamente inviável o transporte do gás natural via duto. A cadeia de valor do GNL compreende, desde o *upstream* ao *downstream*, a exploração, produção, processamento e liquefação do gás natural, etapas que ocorrem nos países ou localidades produtoras, transporte ou movimentação do navio metaneiro até os locais de recebimento, onde pode ocorrer seu armazenamento na forma liquefeita, nos quais o GNL é regaseificado e segue para as etapas seguintes, que podem contemplar o transporte por via dutoviária, a distribuição e a entrega ao consumidor final.

Atualmente, o Brasil conta apenas com terminais de regaseificação de GNL. A construção dos primeiros terminais brasileiros foi solicitada para a ANP em 2007 e, em 2009, foram outorgadas as autorizações para a operação dos terminais de Pecém e da Baía de Guanabara, respectivamente localizados em São Gonçalo do Amarante (CE) e no Rio de Janeiro (RJ), ambos pertencentes e operados pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Em 2013, foi autorizado, também à estatal, o terceiro terminal de regaseificação do país, na Baía de Todos os Santos (BA). Os primeiros terminais privados do Brasil, por sua vez, foram instalados entre o final da década de 2010 e o início da década de 2020, nos estados de Sergipe e do Rio de Janeiro. Em Barra dos Coqueiros (SE), a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE) opera, desde o final de 2019, seu terminal interconectado a uma unidade termoeletrica, mesma característica do terminal operado desde 2020 pela UTE GNA I Geração de Energia S.A. (UTE GNA I), no Porto do Açú, em São João da Barra (RJ).

Ao final de 2023, ainda havia três projetos em vias de implantação no Brasil, pertencentes também à iniciativa privada. Todos os terminais em operação ou projetados até o momento se configuram como navios do tipo FSRU (*Floating Storage Regasification Units* ou unidades flutuantes de estocagem e regaseificação), aos quais se interconectam navios metaneiros (*LNG carriers*) que trazem as cargas de GNL do exterior. Nenhum dos projetos possui tanques de armazenamento ou acondicionamento de GNL em ambiente *onshore*, ou seja, apartados dos FSRUs. As unidades flutuantes brasileiras caracteristicamente permanecem estacionárias nos píeres nos quais se encontram as instalações que levarão o gás natural para o transporte ou para o seu consumo, podendo, no entanto, serem deslocadas entre terminais diferentes de uma mesma empresa. Os terminais atualmente em projeto ou em construção no Brasil são: (i) o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), cuja Autorização de Construção ANP-SIM nº 68 foi outorgada à Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo S.A. em fevereiro de 2021; (ii) o Terminal de Regaseificação da Baía da Babitonga, em Santa Catarina, para o qual a ANP outorgou, em novembro de 2021, a Autorização de Construção ANP-SIM nº 699, em nome da NFE Power Latam Participações e Comércio Ltda.; e (iii) Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Centrais Elétricas Barcarena S.A. – CELBA, em Barcarena/PA, cuja

construção foi autorizada por meio da Autorização de Construção SIM-ANP nº 933, de dezembro de 2020.

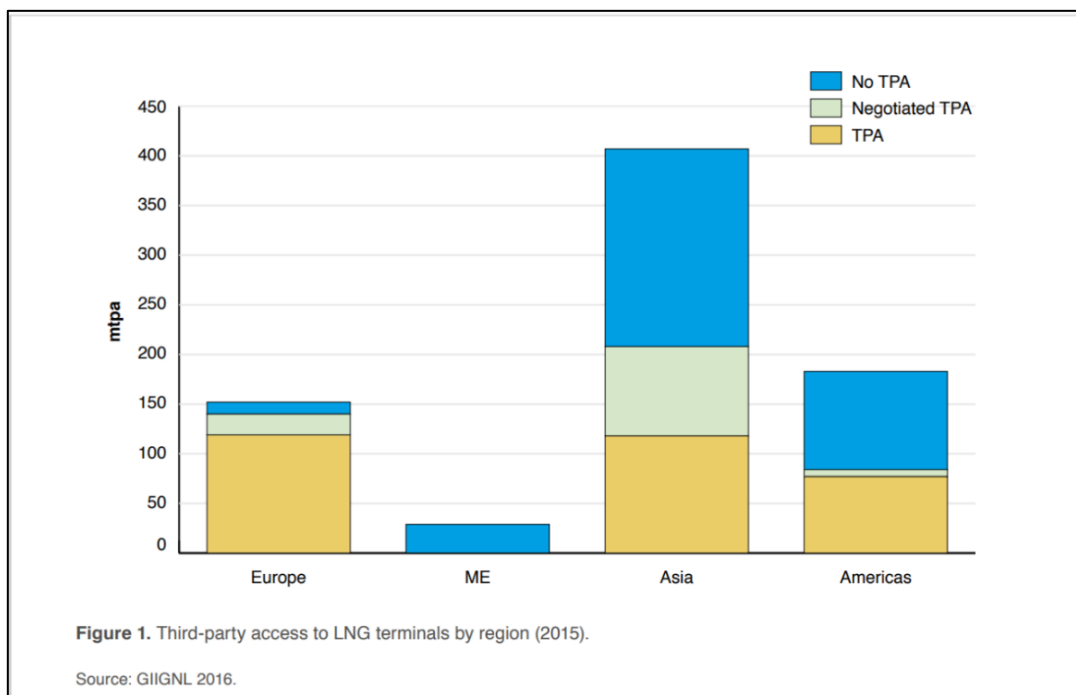
Dos 5 terminais atualmente em operação no país, três se conectam ao sistema de transporte, a saber, os terminais de Pecém (TPECÉM), Baía de Guanabara (TBGUA) e da Baía de Todos os Santos (TR-BA), todos pertencentes à Petrobras, estando o último arrendado à Excelerate desde o final de 2021. Dentre os terminais projetados, apenas o da Babitonga, em Santa Catarina, prevê a ligação ao sistema de transporte. A Tabela 3 da Seção IV do presente Relatório elenca as principais características dos terminais de GNL atualmente existentes e projetados no Brasil.

De acordo com KAPSARC (2017), terminais de GNL em países consumidores têm oferecido acesso a terceiros (*Third Party Access* – TPA), ao menos parcial, para seus terminais de GNL, seja regulado ou negociado. As localidades em que as capacidades têm sido ofertadas são países ou regiões que passaram recentemente por processo de liberalização total ou parcial de seus mercados de gás, tais como a Europa e os Estados Unidos, Singapura e Japão. Na prática, o acesso de terceiros a terminais de GNL, considerado um pilar para o sucesso de políticas de liberalização de mercados e a criação de *hubs* de negociação, é mais avançado na Europa.

Importante compreender que a existência de obrigatoriedade legal para acesso de terceiros não é garantia de sua efetividade. Segundo KAPSARC (2017), é crucial entender por que o acesso de terceiros aos terminais de GNL muitas vezes não ocorre na prática e conhecer quais barreiras os incumbentes tendem a levantar para impedir que suas capacidades sejam compartilhadas.

O acesso de terceiros a terminais de GNL, especialmente em países importadores, tem sido intensamente debatido entre reguladores, formuladores de política e empresas de energia. A garantia do TPA é defendida por aqueles que acreditam que a medida traz mais competitividade a um determinado mercado de gás natural, uma vez que mais *players* podem acessá-lo. Por outro lado, há também o argumento de que o TPA pode desencorajar investimentos em capacidades adicionais de importação, o que poderia colocar em risco a garantia do suprimento. Dessa forma, muitos terminais de regaseificação europeus têm sido alvo de períodos de exceção ao livre acesso (*TPA exemption*), como aqueles instalados no Reino Unido. Na França, o terminal de GNL de Dunquerque, cujas operações se iniciaram em julho de 2016, obteve um período de exceção de TPA de 20 anos. Importante mencionar que, mesmo nos casos em que há períodos de exceção, medidas complementares são implementadas, tais como o acesso a capacidades não utilizadas, para que o acesso não seja completamente vedado. O importante é que o arcabouço regulatório encontre o balanço ideal entre a diluição do poder de mercado de incumbentes e a necessidade de investimentos de alto risco necessários para garantir um fornecimento seguro, diverso e competitivo (Tokgöz, 2014, apud. KAPSARC, 2017). Em 2016, cerca de 54,5% da capacidade global de regaseificação estava sujeita ao acesso. No entanto, a distribuição de instalações com TPA no mundo era irregular, concentrando-se principalmente na Europa, onde aproximadamente 92% das instalações fornecem acesso, em contraposição a regiões em que não havia terminais com TPA, como o Oriente Médio. Esses números são apresentados na Figura 25 (GIIGNL, 2016, apud KAPSARC, 2017).

Figura 25 - Distribuição global do TPA em Terminais de GNL



Fonte: GIIGNL, 2016, apud KAPSARC, 2017.

O processo de liberalização nos mercados globais seguiu um complexo processo, de múltiplas etapas, mas com três elementos fundamentais: acesso aos supridores de gás natural, acesso à infraestrutura e acesso aos consumidores. Os mercados mais liberalizados estão na Europa e nos Estados Unidos, ao passo que países asiáticos tentam seguir o mesmo caminho. No caso dos terminais de GNL, também influenciam os debates a relevância do GNL para a segurança do abastecimento, elemento muito mais crucial na Ásia que na América do Norte ou na Europa (à exceção de Espanha e Portugal, cuja dependência do GNL é muito significativa).

A liberalização dos mercados de gás natural na Europa se iniciou a partir do livre acesso aos sistemas de transporte de gás, por se tratar de um monopólio natural. Já a discussão acerca dos terminais de regaseificação foram mais profundas, com debates em distintas direções, uma vez que a classificação dos terminais na cadeia de valor era ora entendida como fonte de suprimento análoga a campos de produção, ora como infraestrutura a ser compartilhada, pelo seu detentor, com outros *players*. A mesma discussão ocorreu nos mercados norte-americanos (KAPSARC, 2017).

Válido destacar que a literatura referente ao acesso se concentra predominantemente naquele estabelecido para os terminais de regaseificação, única categoria de terminais de GNL existente no Brasil até o momento. Portanto, o acesso aos terminais de regaseificação de GNL é o mais citado na presente Subseção do Relatório de AIR.

X.2.1. Estados Unidos da América (EUA)

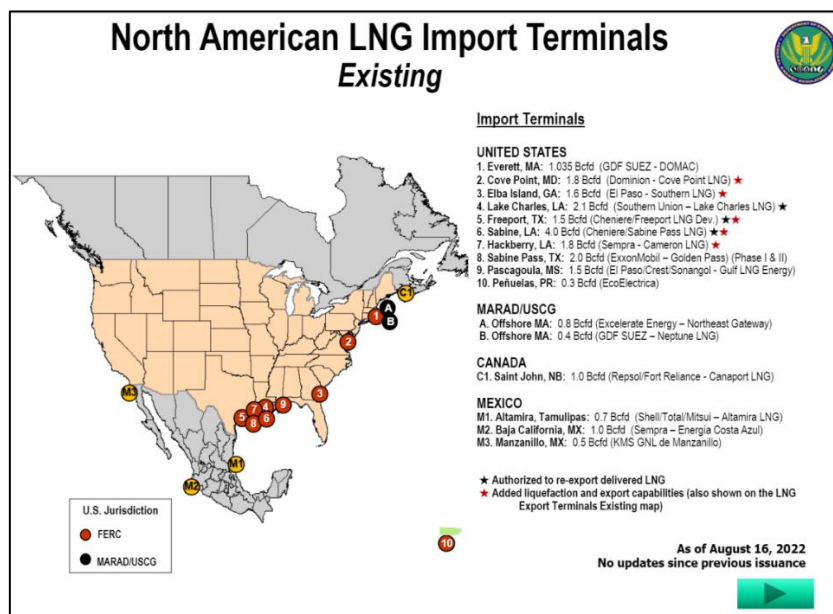
Nos Estados Unidos (EUA), os terminais de regaseificação de GNL eram considerados parte da cadeia de transporte de gás, nos termos do *Natural Gas Act* de 1938 e, consequentemente, eram sujeitos ao acesso obrigatório de terceiros. No entanto, em 2002, a *Hackberry Decision*, da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), revisou esse entendimento e passou a considerar os terminais de regaseificação como parte das fontes de suprimento, visão que foi trazida ao arcabouço legal norte-americano por meio do *Energy Policy Act* (EPAAct) de 2005. É possível

associar a mudança de entendimento também à necessidade de fomento de novas infraestruturas, especialmente a partir do final dos anos 1980 (e em período anterior ao crescimento da produção a partir de fontes não convencionais, notadamente o *shale gas*), quando importações de gás se tornaram mais relevantes frente ao declínio da produção doméstica.

Nos termos do *Natural Gas Act* de 1938 (*NGAct*), já com emendas do *EPAct* de 2005, a FERC possui autoridade exclusiva para aprovar ou negar um pedido para a locação, construção, expansão e operação de um terminal de regaseificação de GNL. Também, de acordo com a nova redação dada pela *EPAct* de 2005 para a *NGAct*, a FERC não pode negar um pedido para a locação, construção, expansão ou operação de um terminal de GNL com base unicamente em proposta do uso do terminal de GNL para uso exclusivo ou parcialmente exclusivo para o requerente (operador ou empreendedor) ou para seus afiliados (EUA, 2005).

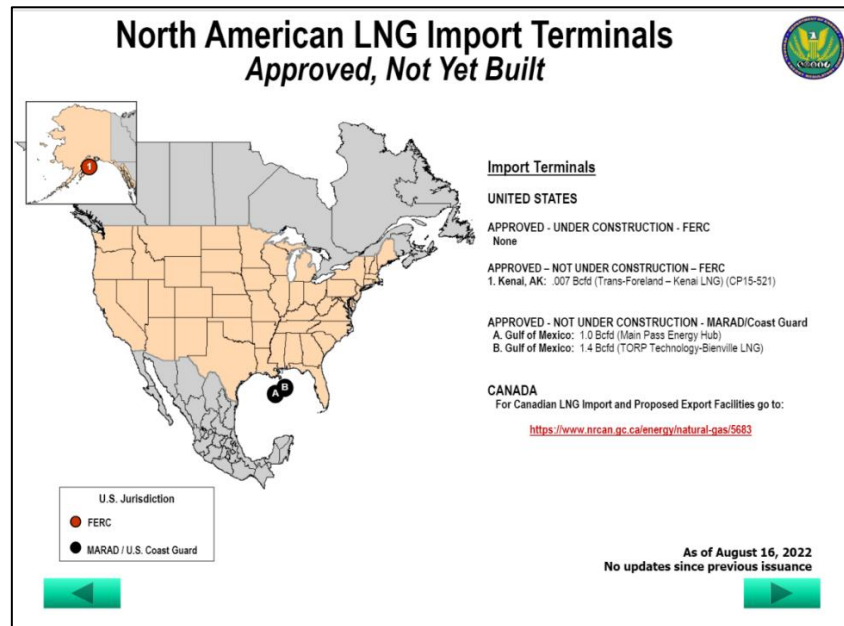
Dessa forma, vige hoje nos Estados Unidos um sistema híbrido, em que há terminais que oferecem acesso a terceiros, localizados principalmente na Costa Leste e no Golfo do México, e terminais que não são obrigados a compartilhar suas infraestruturas, que correspondem àqueles aprovados pela FERC desde a *Hackberry Decision*. O crescimento da produção doméstica em decorrência do *shale gas*, que não só inibiu investimentos em novos terminais de regaseificação, mas também incentivou a conversão de vários deles em terminais de liquefação para exportação, ainda não provocou alterações à regra do livre acesso aos terminais de GNL no país. Conforme destacam as figuras 26 a 29, atualmente os terminais de exportação são maioria dentre aqueles aprovados – ou em construção – no país.

Figura 26 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) existentes na América do Norte.



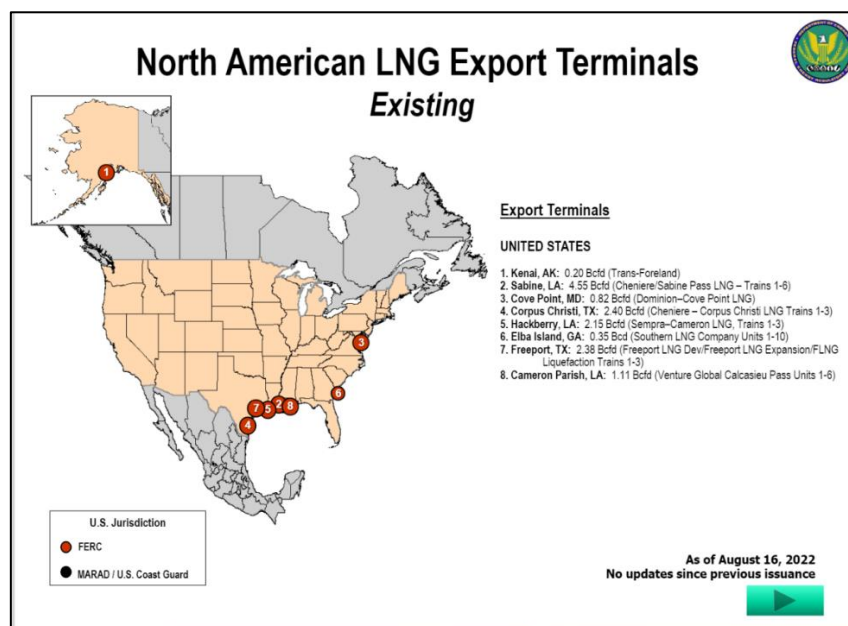
Fonte: FERC (2022).

Figura 27 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte



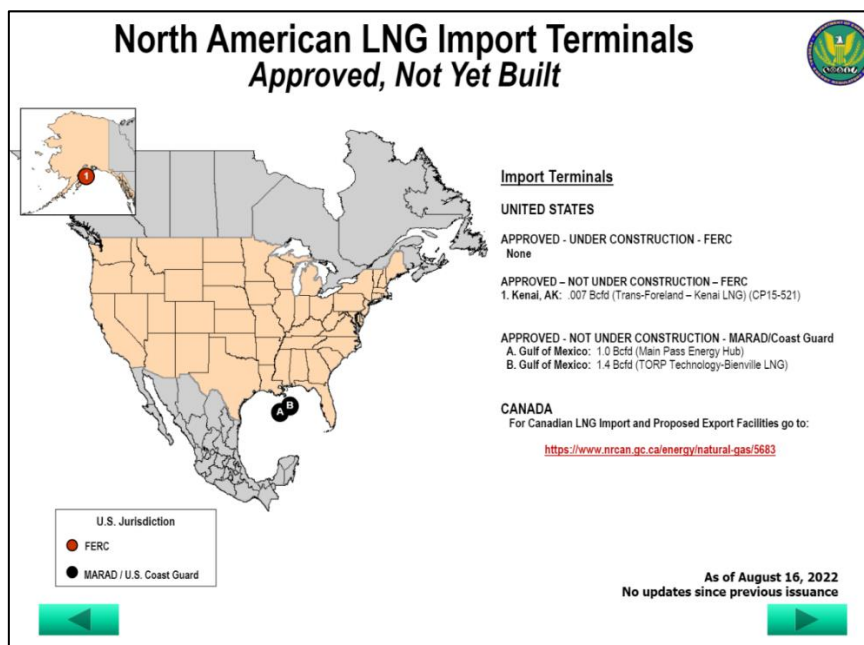
Fonte: FERC (2022).

Figura 28 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) existentes na América do Norte.



Fonte: FERC (2022a).

Figura 29 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.



Fonte: FERC (2022a).

X.2.2. União Europeia

Na União Europeia, a regulação avançou no sentido oposto ao dos Estados Unidos: inicialmente vistos como fontes de suprimento, os terminais de GNL passaram a ser mais associados à cadeia de transporte na medida em que evoluíam, no bloco europeu, os pacotes regulatórios de energia.

Antes do processo de liberalização, os terminais de regaseificação de GNL pertenciam e eram operados por empresas verticalmente integradas, sem acesso obrigatório a terceiros. Com a edição em 1998 da Primeira Diretiva do Gás, os terminais de regaseificação foram consagrados como parte do *downstream*, sujeitos ao livre acesso. A Diretiva 98/30/CE determinou que cada estado membro poderia escolher entre o acesso regulado e o negociado para os terminais, além de determinar o livre acesso aos gasodutos e a desvinculação do transporte de atividades concorrenciais de empresas verticalmente integradas que operavam essas infraestruturas (KAPSARC, 2017; UE, 2003).

No entanto, o 1º pacote foi considerado insuficiente para efetivar a abertura do mercado de gás e, em consequência, foi revogado e substituído em 2003 pela Diretiva 2003/55/CE (Segunda Diretiva do Gás), a qual reforçou o acesso a instalações de GNL, em bases reguladas, conforme artigo 18º (1), reproduzido a seguir:

“Diretiva 2003/55/CE

Artigo 18º

Os Estados-Membros devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL baseado em tarifas publicadas aplicáveis a todos os clientes elegíveis, incluindo as empresas de fornecimento, e aplicadas objetivamente e sem discriminação entre os utilizadores da rede. Os Estados-Membros devem assegurar que essas

tarifas, ou as metodologias em que se baseia o respectivo cálculo, sejam aprovadas pela entidade reguladora referida no n.º 1 do artigo 25.º antes de entrarem em vigor, bem como a publicação dessas tarifas — e das metodologias, no caso de apenas serem aprovadas metodologias — antes da respectiva entrada em vigor.

(...) ” (Grifos nossos).

Com a edição da Diretiva 2009/73/CE (Terceira Diretiva do Gás), que revogou a Diretiva 2003/55/CE, a definição e instalação de GNL passou a ser dada pelo Artigo 2.º (11), que determina que “Instalação de GNL” corresponde a “um terminal utilizado para a liquefação de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e as instalações de armazenamento temporário necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte, mas excluindo as partes dos terminais de GNL utilizadas para o armazenamento”. O texto referente ao acesso regulado aos terminais, praticamente inalterado, passou a fazer parte do Artigo 32.º (1) da norma europeia, a seguir reproduzido.

“Diretiva 2009/73/CE

Artigo 32.º

Acesso de terceiros

Os Estados-Membros devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL baseado em tarifas publicadas, aplicáveis a todos os clientes elegíveis, incluindo as empresas de comercialização, e aplicadas objetivamente e sem discriminação aos utilizadores da rede. Os Estados-Membros devem assegurar que essas tarifas, ou as metodologias em que se baseia o respectivo cálculo, sejam aprovadas em conformidade com o artigo 41.º pela entidade reguladora a que se refere o n.º 1 do artigo 39.º antes de entrarem em vigor, e que essas tarifas — e as metodologias, no caso de apenas serem aprovadas metodologias — sejam publicadas antes de entrarem em vigor.

(...) ” (Grifos nossos).

O artigo 41.º, por sua vez, em seu item 6(a) aponta a regulação das tarifas como uma das atribuições das entidades reguladoras. Há a previsão de que tanto as tarifas como os métodos devam possibilitar a realização de investimentos nas redes e instalações de GNL.

“Diretiva 2009/73/CE

Artigo 41.º

Obrigações e competências das entidades reguladoras

(...)

6. As entidades reguladoras são responsáveis por fixar ou aprovar, com um prazo suficiente, antes da sua entrada em vigor, pelo menos as metodologias a utilizar para calcular ou estabelecer os termos e condições de:

a) Ligação e acesso às redes nacionais, incluindo as tarifas de transporte e distribuição e as condições e tarifas de acesso às instalações de GNL. Essas tarifas ou métodos devem permitir que sejam realizados os investimentos

necessários nas redes e instalações de GNL de molde a garantir a viabilidade das redes e instalações de GNL;

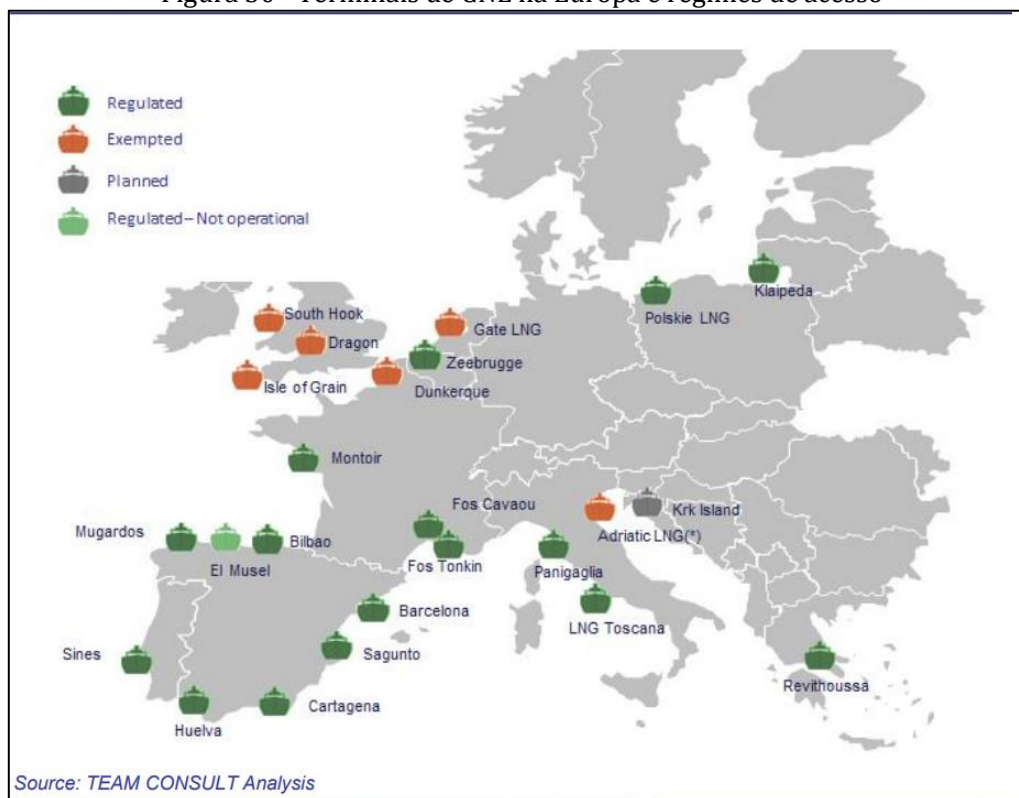
(...)”

Dessa forma, a partir do 2º pacote, apenas o acesso regulado passou a fazer parte do arcabouço regulatório europeu. No entanto, existem casos em que são admitidas exceções ao acesso de terceiros, conforme destacam os dispositivos do Artigo 36º da Terceira Diretiva do Gás, dentre os quais se incluem, como condições para não se conceder o acesso temporariamente:

- a promoção da concorrência e incremento da segurança do abastecimento;
- a presença de riscos altos que inviabilizariam o investimento caso o acesso não fosse concedido;
- a separação ao menos jurídica em relação aos operadores em cujas redes a infraestrutura será construída;
- a cobrança de taxas para utilização da infraestrutura; e
- o não prejuízo à concorrência (UE, 2009).

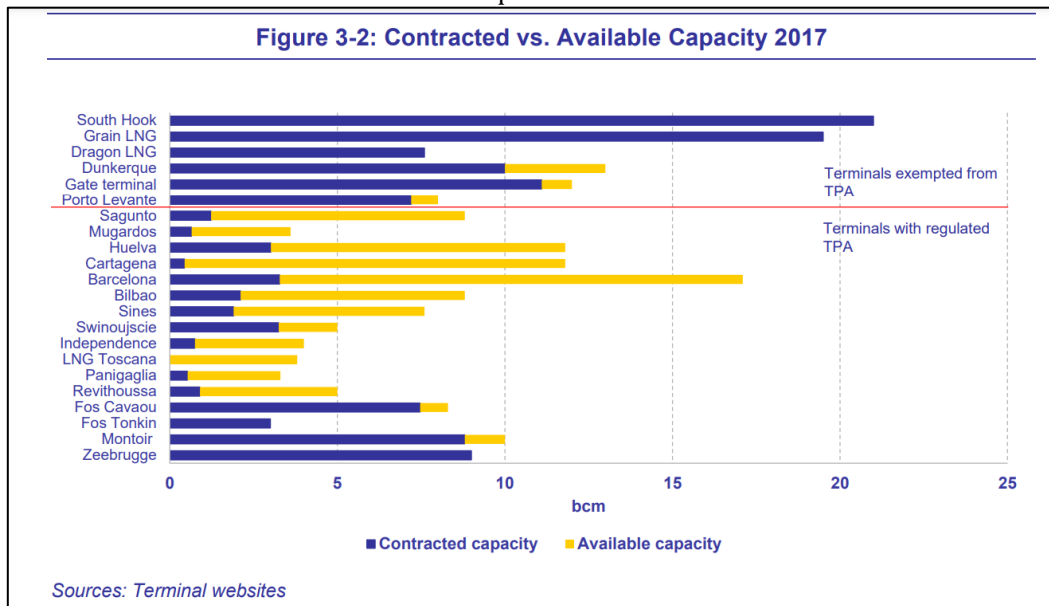
De forma geral, na Europa, o acesso regulado passou a ser aplicado aos terminais mais antigos (*brownfield*) com capacidade ociosa, ao passo que as exceções são dadas aos terminais novos (*greenfield*), para os quais o retorno aos investimentos depende de acordos de capacidade de longo prazo. A Figura 30 retrata a localização dos terminais de GNL na Europa e os regimes regulatórios aplicáveis, na qual se destacam, em verde, terminais sujeitos ao livre acesso regulado, que correspondem a instalações mais antigas, tais como aquelas localizadas na Espanha e Itália, e, em laranja, os terminais mais novos, que foram objeto de exceção ao livre acesso, situados predominantemente no Reino Unido. Importante ressaltar que, conforme destaca a Figura 31, a maior parte da capacidade disponível desses terminais se localiza naqueles sujeitos ao livre acesso obrigatório e regulado (GPE, 2017).

Figura 30 - Terminais de GNL na Europa e regimes de acesso



Fonte: GPE, 2017.

Figura 31 - Terminais de GNL na Europa, regimes de acesso e capacidades contratadas e disponíveis.



Fonte: GPE, 2017.

De acordo com ERGEG (2008), os operadores de terminais europeus devem oferecer serviços no mercado primário, que inclui serviços vinculados (*bundled*) ou desvinculados (*unbundled*). Os serviços padronizados vinculados de GNL:

- Devem conter, ao menos, os serviços de estocagem temporária de GNL e de capacidade de regaseificação necessários para o descarregamento da embarcação.
- Devem ser definidos, após consulta, levando em conta as características do terminal, o mercado e a regulação nacional aplicável, especialmente no que se refere à flexibilidade associada.
- Podem ser definidos com base nas dimensões esperadas dos navios metaneiros carregadores.

Em relação aos serviços desvinculados, o operador pode oferecê-los separadamente, se disponíveis e consistentes com os arranjos relacionados com os serviços padronizados vinculados de GNL, tais como:

- Capacidade de recepção, compreendendo atracação do navio e descarregamento;
- Capacidade de estocagem de GNL;
- Regaseificação e entrega.

Ainda de acordo com ERGEG (2008), oferta de serviços desvinculados não pode representar uma barreira de entrada como um obstáculo ao uso eficiente da capacidade do terminal, reduzindo a quantidade de serviços vinculados oferecidos na instalação.

Há também serviços que podem ser oferecidos tanto de forma vinculada como desvinculada, tais como:

- Carregamento de caminhões de GNL;
- Conversão da qualidade de gás natural;
- Resfriamento de embarcações;
- Carregamento ou transferência de GNL entre embarcações (*ship-to-ship*).

Podem ser ofertados também serviços de curto e de longo prazo, além de serviços firmes e, quando possível, serviços interruptíveis, desde que estes últimos não diminuam a oferta de serviços firmes (ERGEG, 2008).

Os serviços oferecidos pelo operador do terminal devem ser desenvolvidos a partir de consultas aos usuários e outros participantes do mercado, sob supervisão das autoridades regulatórias nacionais, de forma a atender, na medida do possível, as demandas do mercado. É importante que as consultas sejam publicadas com todos os documentos relevantes no website do operador e não pode se limitar às negociações com detentores da capacidade ou usuários. Além disso, os serviços ofertados devem levar em consideração restrições técnicas das instalações do terminal, somadas ao uso eficiente da infraestrutura do terminal. Quaisquer limitações à oferta de serviços devem se tornar públicas e ser justificadas.

Como funções do operador do sistema de GNL, são citadas (ERGEG, 2008):

- Operar e manter as instalações de GNL em coordenação com os usuários do terminal e do sistema interconectado, em condições econômicas, seguras, confiáveis em relação ao meio ambiente, devendo garantir a efetivação dos contratos de serviços firmes e manter a integridade do sistema de GNL;
- Oferecer a capacidade não excetuada do TPA, nos termos da Diretiva Europeia, para usuários da rede existentes e potenciais, inclusive companhias afiliadas, de acordo com termos contratuais e condições de negócio e de competições equivalentes e públicas, nos termos de regras transparentes aprovadas pela autoridade regulatória nacional competente;
- Oferecer serviços visando acomodar a demanda do mercado, levando em conta as capacidades técnicas do terminal de GNL e os procedimentos de gerenciamento da congestão;
- Providenciar aos operadores dos sistemas de *downstream* as informações necessárias, tempestivamente e com detalhamento suficiente, para garantir que o transporte e estocagem de gás natural podem ocorrer de forma compatível com a segurança e eficiência da operação do sistema interconectado;
- Tornar públicas informações relevantes, especialmente aquelas relativas ao uso e disponibilidade dos serviços, com antecedência compatível com as necessidades comerciais razoáveis dos usuários das instalações de GNL;
- Preservar as informações confidenciais. Quando informações referentes à operação ou ao desenvolvimento das instalações de GNL são reveladas, tal procedimento deve ser feito de forma não discriminatória, especialmente no que tange a empresas afiliadas;
- Estabelecer e implementar regras para o uso dos serviços oferecidos com objetivo de tornar mais fácil a competição e o uso eficiente da instalação de GNL, desencorajando o acúmulo de capacidade e maximizando a utilização de capacidade disponível ou não utilizada.
- Colocar em funcionamento sistemas de tecnologia da informação relevantes. Por meio desses sistemas, os usuários do terminal devem ser capazes de acessar a informação relativa à instalação de GNL e à infraestrutura conectada ao terminal de GNL.

Os operadores dos terminais de GNL podem solicitar aos seus usuários, dentre outras informações (ERGEG, 2008):

- Toda informação necessária para realizar suas funções, tal qual especificado no contrato ou no código de acesso ao terminal, especialmente o programa de nomeações e/ou requisições de agendamento, bem como informações que justifiquem eventuais divergências entre a nomeação e a renomeação, se definidas pela autoridade regulatória nacional como informações passíveis de serem repassadas;
- Assegurar que o GNL descarregado na instalação atende às especificações aplicáveis ao gás natural;
- Abster-se de distorcer ou desencorajar a competição nos mercados de gás, GNL ou capacidade, por exemplo, por meio de acúmulo de capacidade não utilizada;

- Colocar em funcionamento sistemas de tecnologia da informação relevantes para sua comunicação com o operador, os quais não podem ser indevidamente caros ou complexos de forma a representar uma barreira à entrada.

De acordo com ERGEG (2008), devem ser estabelecidas penalidades que assegurem o respeito às obrigações contratuais por parte dos operadores dos terminais de GNL e dos seus usuários. Podem ser citadas as seguintes:

- O operador pode ser submetido a penalidades (como, por exemplo, pagamento de compensações aos usuários) caso não cumpra obrigações contratuais, nos termos dos códigos ou contratos do terminal;
- Os usuários dos terminais podem ser submetidos a penalidades (como por exemplo, ultrapassar volumes de cargas agendadas), como um incentivo para que eles nominem e usem as capacidades de forma consistente com os direitos obtidos.

As penalidades estabelecidas devem (ERGEG, 2008):

- Ser proporcionais e desenhadas de forma não discriminatória e transparente, com base em critérios objetivos;
- Não dificultar a entrada de novos participantes no mercado;
- Devem refletir os custos o máximo possível e, ao mesmo tempo, criar incentivos para o uso adequado da capacidade.

Em relação aos sistemas interconectados, os operadores europeus devem cooperar de forma a garantir a interoperabilidade entre os sistemas. Adicionalmente, direitos de acesso prioritários aos operadores do sistema de transporte a jusante só podem ser garantidos por motivo de garantia da integridade do sistema e, mesmo assim, após aprovação da autoridade regulatória nacional competente. Espera-se dos operadores de terminais/sistemas de GNL (ERGEG, 2008):

- Oferecer serviços que são compatíveis com o uso dos sistemas de transporte de gás interconectados e facilitar o acesso por meio da cooperação com o operador do sistema de transporte. Poderiam ser levados em conta duração do contrato de acesso, requisitos de qualidade, intervalos de tolerância, dentre outros aspectos, necessários à operação eficiente para a manutenção da integridade do sistema.
- Providenciar procedimentos operacionais compatíveis com os dos transportadores conectados;
- Assegurar procedimentos operacionais compatíveis com os dos operadores de sistemas de transporte interconectados;
- Assegurar, de forma coordenada com os operadores dos sistemas de transporte, *timing* adequado para o requerimento de capacidade tanto na instalação de GNL como no sistema de transporte. Usuários de serviços padronizados de GNL vinculados devem obter o mais rápido possível informações solicitadas acerca do acesso aos sistemas de transporte a jusante;
- Assegurar a consistência entre procedimentos ou arranjos das instalações de GNL e os requisitos de balanceamento do sistema de transporte interconectado;
- Cooperar com o transportador interconectado de forma a assegurar que as nomeações relacionadas com os despachos da instalação de GNL não necessitem ser repetidas no sistema de transporte a jusante;
- Cooperar com o transportador interconectado para que manutenções dos dois sistemas, de GNL e de transporte, ocorram de forma coordenada de modo a minimizar eventuais interrupções dos serviços.

Em relação às manutenções, o operador do terminal de GNL deve publicar, ao menos uma vez por ano e com antecedência suficiente, todos os períodos de manutenções agendadas para o ano seguinte que possam impactar os direitos dos usuários do terminal, acompanhada das informações operacionais necessárias. As informações devem ser publicadas em bases não discriminatórias e devem contemplar também mudanças nos períodos programados e a notificação de manutenções não programadas.

O operador de terminal deve também manter e tornar disponíveis, aos reguladores e às partes afetadas, informações referentes a manutenções ou interrupções que ocorram como resultado de demandas.

Caso surjam dificuldades para o atendimento às obrigações contratuais de entrega de gás decorrentes de questões afetas à integridade do sistema, os operadores dos terminais de GNL devem notificar seus usuários e buscar soluções não discriminatórias o mais rápido possível (ERGEG, 2008).

Em relação a confidencialidade e imparcialidade, o operador do terminal de GNL deve garantir que:

- Informações confidenciais permaneçam confidenciais;
- Informações comerciais sensíveis disponibilizadas ao operador do terminal de GNL não devem ser passadas para outras partes ou afiliados do operador antes de serem disponibilizadas a todos os participantes do mercado
- O *staff* de colaboradores de partes afiliadas não pode ter acesso à informação que possa representar vantagem comercial, tais como, por exemplo, detalhes relativos aos usuários dos terminais que não estão públicos para outros integrantes do mercado. Quando o operador de GNL é uma empresa verticalmente integrada, ela deve estabelecer um programa de *compliance* que contemple questões de confidencialidade, sendo que tais medidas devem assegurar que não haja condutas discriminatórias. O programa deve ser monitorado pelo pessoal responsável e ser submetido à autoridade regulatória e tornado público.

Um código de conduta estabelecido para garantir que não haja discriminação e que se assegure a confidencialidade deve contemplar ao menos (ERGEG, 2008):

- Procedimentos que os empregados do operador do terminal de GNL devem seguir em seus contatos com usuários do terminal, existentes ou potenciais, especialmente a respeito de como lidar com questões e arquivos desses usuários;
- Procedimentos para seguir quando ocorre a detecção de alguma infração, intencional ou não, ao programa de *compliance*;
- Obrigação de reportar às autoridades regulatórias quaisquer violações no código de conduta.

Se a produção (ou fornecimento) e as atividades de GNL são parte de uma companhia integrada, independentemente da estrutura interna da companhia, a autoridade reguladora deve solicitar que se garantam *firewalls* entre o operador e o ramo responsável pela produção ou fornecimento da empresa verticalmente integrada. Devem ser cogitadas, a custos razoáveis, soluções que possam ser implementadas para garantir que o operador e o ramo de negócios relativo à produção ou fornecimento não compartilhem a mesma localização. Caso seja razoável, a operação e o suprimento (produção/fornecimento) devem estar localizados em prédios ou imóveis separados (ERGEG, 2008).

Em relação ao cálculo da capacidade, sua metodologia deve ser transparente e publicada no sítio eletrônico do operador do terminal de GNL. Deve ser também aprovada pela autoridade regulatória nacional competente, devendo considerar separadamente cada serviço. Ao calcular as capacidades disponíveis, deve-se considerar a integridade do sistema, a operação, padrões de segurança e as restrições impostas pela rede a *downstream* do terminal. O cálculo da capacidade de regaseificação deve levar em conta a necessidade de unidades de *backup* durante manutenções programadas ou paradas não programadas.

Os mecanismos de alocação de capacidade e de gerenciamento da congestão devem incentivar o desenvolvimento da capacidade e a liquidez da negociação de capacidade. Deve também ser compatível com o funcionamento do mercado de forma ampla, incluído mercados *spot* e *hubs* de negociação. Devem por fim ser flexíveis e capazes de se adaptar às circunstâncias de mercado, além de ser aprovadas pela autoridade regulatória nacional.

Os mecanismos de alocação de capacidade não podem dificultar a entrada de novos participantes no mercado ou criar barreiras à entrada. Além disso, os mecanismos não podem trazer prejuízos à competição ou limitar a capacidade ofertada ou contratação de serviços de longa duração, a não ser que sejam aprovados pela autoridade regulatória. Os mecanismos devem emitir sinais voltados à maximização do uso da capacidade para promover investimentos na infraestrutura (ERGEG, 2008).

Devem ser adotadas soluções não discriminatórias, transparentes e de mercado para alocar capacidades primárias e secundárias. Podem ser considerados mecanismos de alocação de capacidade *pro-rata* ou *first-committed-first-served*. De forma a maximizar o uso da capacidade do terminal de GNL, o operador pode alocar serviços vinculados (*bundled*) de GNL de forma prioritária em relação aos serviços não vinculados (*unbundled*).

Se o operador negar capacidade disponível a algum *player* ou se conceder uma capacidade a um usuário do terminal que aparente ser superior àquela disponível, devem ser apresentadas as justificativas cabíveis à autoridade regulatória nacional competente.

Se o terminal negar a oferta de uma capacidade firme porque esta excede o volume de capacidade firme disponível publicada, tal recusa pode ser considerada fundamentada, levando-se em conta que a metodologia de cálculo da capacidade e os mecanismos de alocação de capacidade aplicados foram objetos de aprovação da autoridade regulatória. Deve ser assegurado ao usuário do terminal a possibilidade de recorrer à autoridade regulatória em caso de discordância com o operador da instalação de GNL.

Ao menos no caso em que capacidade de curto prazo é escassa no mercado primário e se a capacidade contratada não está sendo utilizada, esta capacidade ociosa deve ser colocada à disposição do mercado nos seguintes termos (ERGEG, 2008):

- Para uma determinada janela de descarregamento inutilizada porque o detentor da capacidade não confirmou seu uso, o período de notificação deve ser longo o suficiente para permitir que outro interessado no seu uso organize a sua remessa e curto o suficiente para permitir que o detentor da capacidade determine a parte não utilizada dessa capacidade. O período de notificação deve ser definido pela autoridade regulatória, levando em consideração a opinião de detentores de capacidade existentes e outros participantes do mercado, em consulta pública.
- Quando um determinado serviço padronizado e vinculado de GNL é considerado inutilizado, deve ser ofertado como firme no mercado. Se não é possível adquirir e nominar esse serviço, seus componentes podem ser ofertados separadamente como serviços firmes.
- As receitas obtidas pela utilização da capacidade temporariamente disponível podem ser utilizadas para providenciar incentivos econômicos para quem possui a capacidade primária e para o operador.

Para a liberação de capacidade sistematicamente subutilizada, devem ser estabelecidos procedimentos não-discriminatórios e transparentes. Os procedimentos devem descrever os papéis do operador, da autoridade regulatória nacional ou outra autoridade com respeito a (ERGEG, 2008):

- Critérios utilizados para avaliar se a subutilização sistemática está ocorrendo. Devem ser levados em conta características técnicas do terminal de GNL, ambiente de mercado e a regulação vigente;
- O órgão responsável por decidir se de fato há subutilização da capacidade;
- A forma pela qual os usuários do terminal são ou serão consultados, quando apropriado;
- Capacidade subutilizada a ser disponibilizada;
- O órgão ou instituição responsável por retirar a capacidade subutilizada;
- Os procedimentos para apelação ou recursos.

O detentor da capacidade pode perder os direitos sobre ela, parcial ou completamente, sem prejuízo a outras requisições a serem estabelecidas pela autoridade regulatória nacional, por um determinado período ou por todo o período remanescente da contratação se houver a convergência de três circunstâncias (ERGEG, 2008):

- Sistemática subutilização total ou parcial da capacidade alocada;
- Congestão contratual na instalação de GNL;
- O detentor da capacidade não vendeu ou ofereceu, em prazo adequado e a um preço razoável, a capacidade não utilizada e não é capaz de justificar, de forma satisfatória, esse comportamento.

Uma vez que a capacidade é transferida para outro usuário, o detentor inicial, que não mais é competente para nominá-la, não deve mais pagar pela capacidade correspondente, sem prejuízo para o pagamento de possíveis taxas relacionadas com o mecanismo de liberação de capacidade.

Por fim, além de todas as questões apresentadas, o documento *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators (GGPLNG)* também aborda tarifas, transparência e a negociação de direitos de capacidade (mercado secundário de capacidade).

X.1.3. Reino Unido

As instalações de GNL têm um importante papel para os mercados de gás natural no Reino Unido, tendo em vista que o declínio da produção doméstica leva o país a maior dependência em relação a outras fontes de suprimento. Conforme Figura 6, o Reino Unido atualmente conta com três terminais de regaseificação: o terminal de *Dragon*, *South Hook* e *Isle of Grain*, localizados a oeste da ilha.

Os dispositivos da Diretiva de Gás do Terceiro Pacote Energético de 2009 foram transpostos em 2011 para o *Gas Act* de 1986, o qual determina que uma instalação de GNL é toda aquela que realiza uma ou todas das seguintes atividades: a liquefação de gás natural, a armazenagem de gás na forma liquefeita e a regaseificação do GNL (Reuters, 2022).

Os proprietários de instalações de GNL relevantes devem publicar as principais condições comerciais para o acesso de terceiros, sendo que a metodologia para a cobrança por esse serviço deve ser previamente aprovada pelo *Office of Gas and Electricity Markets* – Ofgem, o órgão regulador de gás e energia do Reino Unido. O Ofgem pode solicitar ao operador do sistema de GNL a realização de consultas aos agentes de mercado acerca das condições de acesso, que devem ser não discriminatórias. Caso o operador ou proprietário do terminal de GNL se recuse a prover acesso solicitado por determinado terceiro interessado, o requerente pode entrar com um pedido de resolução de disputa junto ao Ofgem.

Em conformidade com a Diretiva 2009/73/CE, é possível um terminal solicitar ao órgão regulador exceção para o acesso de terceiros, sob determinadas condições. O Ofgem pode retirar a instalação da exceção ao livre acesso caso, por exemplo, sejam desrespeitadas as condições impostas ou caso haja alguma violação à lei da competição. O Ofgem também tem a prerrogativa de impor penalidades (Reuters, 2022).

Para as instalações existentes, todos relativamente recentes quando comparados aos terminais de outros países europeus, o órgão regulador determinou a exceção ao acesso de terceiros. Para o terminal de GNL de *Dragon*, foi estabelecida exceção pelo prazo de 20 anos, contados a partir de fevereiro de 2005, para toda a instalação. Para o Terminal de *South Hook*, a exceção foi de 25 anos, também para todo o terminal, a partir também de fevereiro de 2005 e, para o Terminal *Grain* a exceção ao acesso perdurará por 20 anos, contados a partir de dezembro de 2004.

Em 4 de abril de 2012, o Ofgem publicou o documento intitulado *Guidance on the regulated Third Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great Britain*, de forma a fornecer subsídios para a adequada interpretação dos aspectos relativos ao acesso de terceiro especialmente para novas instalações de importação de GNL. Dentre outros aspectos, o guia estabelece que o operador dos sistemas de GNL deve (Ofgem, 2012; Reuters, 2022):

- Oferecer o máximo de capacidade disponível nas suas instalações para os participantes do mercado, considerando a integridade do sistema e sua operacionalidade. Tal capacidade máxima deve refletir a capacidade técnica máxima da infraestrutura, inclusive o número de berços, molhes, capacidades úteis dos tanques de estocagem temporária de GNL e a capacidade de regaseificação;
- Consultar o mercado acerca dos serviços que se pretende oferecer;
- Prover aos participantes do mercado uma cesta de serviços sob condições e termos não discriminatórios;
- Implementar acordos de acesso regulado de terceiros que sejam objetivos, transparentes e não discriminatórios. O Ofgem pode requerer aos operadores de sistemas de GNL a modificação dos termos e condições de acesso, inclusive tarifas e metodologias, para garantir que sejam proporcionais e aplicados de forma não discriminatória. Abusos de poder ou comportamento anticompetitivo podem ser investigados;
- Tornar públicos detalhes técnicos associados a suas instalações, tais como as dimensões dos navios metaneiros compatíveis e as dimensões dos tanques para armazenagem temporária de GNL;
- Informar regularmente aos participantes do mercado acerca das capacidades contratadas e disponíveis;
- Tornar públicas as quantidades de entradas e saídas de gás de cada uma de suas instalações de GNL, bem como a capacidade disponível;
- Realizar consultas junto ao mercado antes de desenvolver as principais condições comerciais aplicáveis a suas instalações;
- Incluir medidas em seus contratos para garantir que toda capacidade ociosa se torne pública para os mercados de forma a maximizar a utilização da capacidade. Os operadores de GNL devem oferecer capacidade não utilizada para o mercado primário.

O Ofgem pode requerer ao operador de sistemas de GNL quaisquer informações necessárias para a verificação, por parte do órgão regulador, do adequado cumprimento das regulações referentes ao livre acesso. Por fim, o guia aponta as informações que a Ofgem pode requerer para avaliar reclamações recebidas bem como os critérios para que se inicie uma investigação a partir dessas reclamações (Reuters, 2022).

X.1.4. Portugal

A indústria de GNL em Portugal atualmente se constitui de um terminal de GNL, localizado em Sines, a aproximadamente 100 km ao sul de Lisboa, instalação que conta com tanques para armazenamento de gás na forma liquefeita. Portugal também segue as diretrizes do Terceiro Pacote Energético Europeu e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE é o regulador do setor, que editou um manual de procedimento do acesso às infraestruturas do setor do Gás natural em 2017 (ERSE, 2017).

Para o GNL, o manual traz conceitos relativos à determinação da capacidade e sua categorização, de forma a melhor organizar a forma como se dá o acesso. A regulação portuguesa entende que a determinação de capacidades deve se dar por abordagem individual a cada um dos subprocessos do acesso, que são a recepção, o armazenamento e a regaseificação, além de abordagem integrada do terminal. Nessa última, o manual define o conceito de slot operacional,

que corresponde a um produto padronizado para recepção, armazenamento e regaseificação de GNL associados aos seguintes períodos (ERSE, 2017):

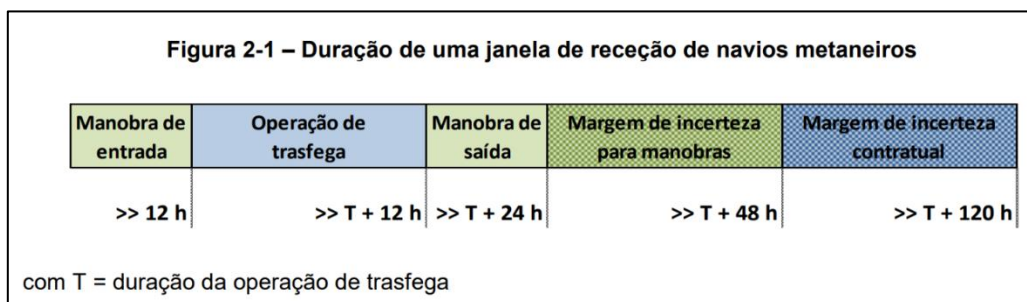
- a) Janela para o tráfego dos navios metaneiros (recepção);
- b) Janela de armazenamento;
- c) Utilização dos equipamentos de bombeamento e regaseificação para emissão do gás.

Para determinação do período de descarga de um navio metaneiro (ou recepção) em um terminal de GNL, são considerados os seguintes períodos (ERSE, 2017):

- a) Manobra de entrada do navio ao porto e atracação no cais, contemplando as inspeções por parte de autoridades portuárias e aduaneiras;
- b) Operação de transferência de GNL, com o tempo variando em função do volume de GNL a ser transferido;
- c) Manobra de saída do navio, equivalente à de entrada.

O tempo de recepção pode acabar variando devido a diversos fatores, tais como condições atmosféricas, respeito ao período diurno, quando exigido, tolerâncias contratuais, dentre outros. Assim, ERSE (2017) propõe períodos de duração para a recepção de navios em sua Figura 2-1 (**Erro! Fonte de referência não encontrada.** 32 no presente documento).

Figura 32 - Duração de uma janela de recepção de navios metaneiros.



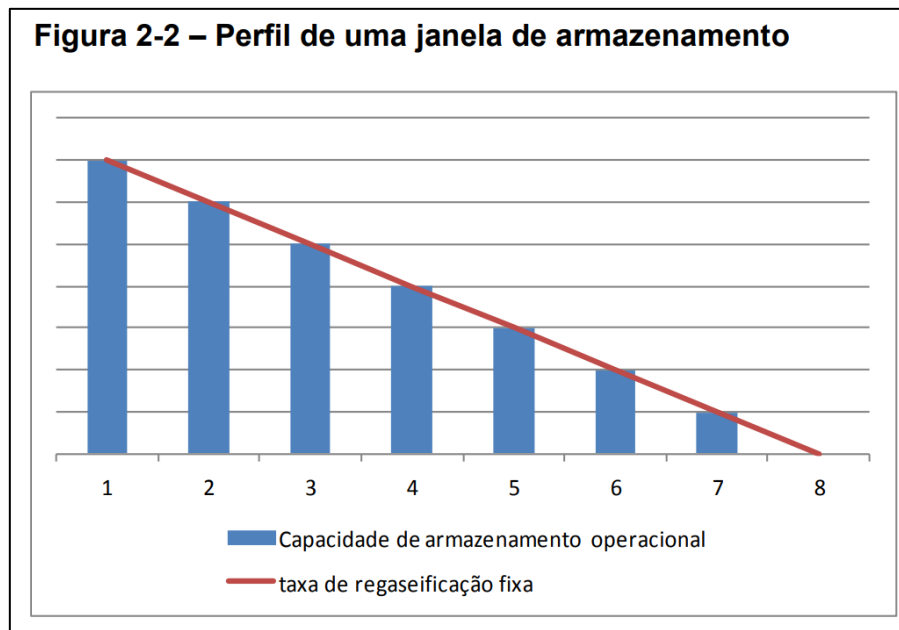
Fonte: ERSE (2017).

A capacidade máxima efetiva para recepção de navios pode ser expressa em slots/ano e é dada pela expressão abaixo, conforme ERSE (2017), na qual: (i) $Cmr^{E,TRAR,NM}(RN)$ é a capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas para recepção de navios, em slots/ano; (ii) NDI é o número total de dias de indisponibilidade por ano do porto e/ou do terminal de GNL e (iii) $DTM(RN)$ duração técnica mínima de uma janela de recepção de navios metaneiros, em dias. A capacidade máxima efetiva é correspondente à capacidade disponível para fins comerciais ($Cfc^{E,TRAR,NM}$), em slot/ano (ERSE, 2017):

$$Cfc^{E,TRAR,NM}(RN) = Cmr^{E,TRAR,NM}(RN) = \frac{365 - NDI}{DTM(RN)}$$

A janela de armazenamento é o período em que o GNL fica estocado no navio e tem perfil triangular, conforme Figura 2-2 de ERSE (2017) (Figura 33), ou seja, decrescente ao longo dos dias, conforme ocorre a regaseificação. No caso de Portugal, há capacidade de armazenamento associada ao slot e definida em slot/ano, com cálculo semelhante ao realizado para a recepção de GNL, e a capacidade não associada aos slots. Essa última corresponde àquela que deve integrar os seguintes componentes: a) capacidade de armazenamento associada ao cumprimento das obrigações de serviço público, notadamente para reservas de segurança; b) capacidade de armazenamento associada ao inventário do Gás de Operação, de uso exclusivo do Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural de Portugal (SNGN) (ERSE, 2017).

Figura 33 - Perfil de janela de armazenamento.



Fonte: ERSE (2017).

A capacidade de regaseificação de gás natural liquefeito pode ser associada a um slot operacional (produto agregado de recepção, armazenamento e envio de gás para a rede) ou não associada ao slot (desvinculada ou *unbundled*). Por fim, há também, em Portugal, as janelas para enchimento e expedição de navios metaneiros.

X.1.5. Japão

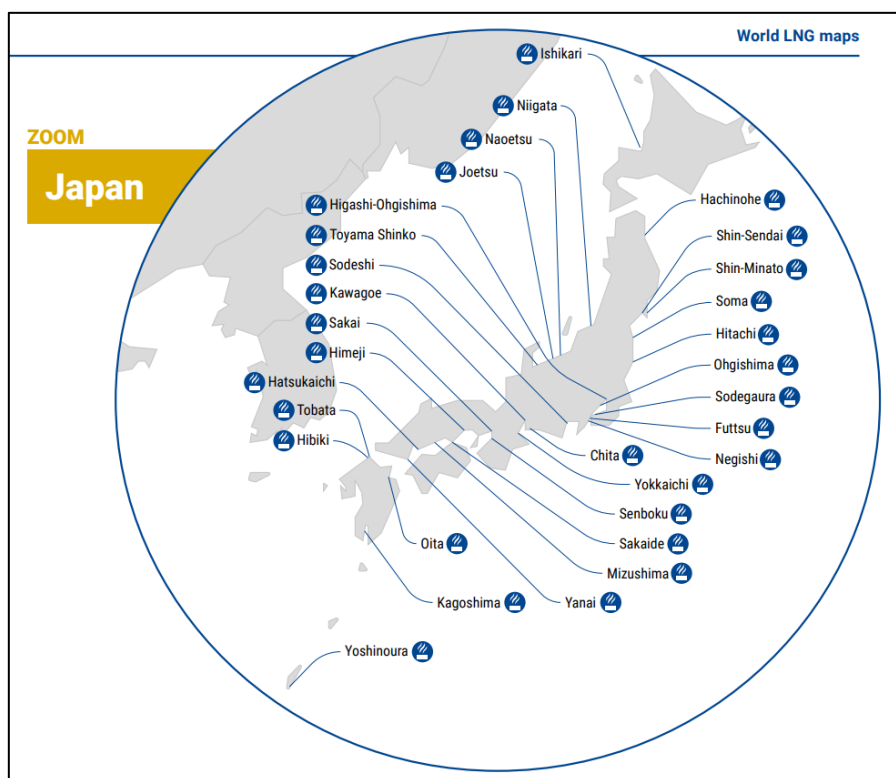
O Japão praticamente não conta com recursos energéticos naturais e depende quase que completamente de importações. Por ser um conjunto de ilhas, o país importa gás natural na forma liquefeita (GNL) para a geração de energia elétrica e os volumes regaseificados aumentaram desde que o desastre da usina nuclear de Fukushima impôs à nação a reavaliação de sua matriz energética.

Conforme Figura 34, o Japão conta com robusta infraestrutura de terminais de regaseificação e avalia que não necessita de infraestrutura adicional de importação, mas que uma conectividade mais eficiente seria muito bem-vinda. Segundo KAPSARC (2017), as principais motivações para a promoção do acesso de terceiros aos terminais de GNL seriam as seguintes:

- Seria um elemento essencial para o desenvolvimento de um *hub* de negociações transparente;
- Serviria para incrementar a segurança do suprimento de gás natural;
- Vendedores poderiam se beneficiar do acesso para expandir suas vendas em mais mercados;
- Poderia ajudar o Japão em casos que envolvem cláusulas de destinação em contratos de GNL, uma vez que se argumenta que tais restrições são prejudiciais à competição. O país envida esforços para enfrentar tais cláusulas. Em 2016, a *Fair Trade Commission* (FTC) iniciou uma investigação formal em relação a tais cláusulas.

De acordo com KAPSARC (2017), não se esperaria uma corrida de terceiros interessados aos terminais de GNL japoneses caso se estabeleça acesso total a essas instalações, uma vez que o sistema de gasodutos do país é muito fragmentado, dada sua geologia.

Figura 34 - Localização dos terminais de regaseificação de GNL no Japão.



Fonte: (GIIGNL, 2022).

Não obstante, a partir de 1995, houve esforço de liberalização dos mercados de gás japoneses, mas o resultado foi apenas parcial. Estabeleceu-se o acesso obrigatório de terceiros aos gasodutos operados pelas quatro maiores empresas de gás existentes à época e, em 2004, foi introduzido o acesso aos terminais de regaseificação com base em negociações bilaterais. Segundo KAPSARC (2017), porém, os terminais de regaseificação não foram entendidos como infraestruturas essenciais no Japão e o acesso foi considerado como apenas como “desejável”. Adicionalmente, os operadores ou proprietários dos terminais de GNL não eram obrigados a empreender negociações quando recebem uma solicitação de acesso de terceiros interessados. Assim, na prática, o livre acesso não era efetivo no Japão.

A partir de 2015, no entanto, os legisladores promoveram a liberalização do mercado varejista e, em 2017, decidiu-se pela desvinculação (*unbundling*) das redes de gasodutos de Tóquio, Nagóia e Osaka a partir de 2022 de forma a permitir a entrada de novos *players*. A obrigatoriedade do acesso regulado, em contraposição ao acesso negociado, praticamente voluntário, na forma estabelecida no Japão, também foi inserida no arcabouço legal nacional para o GNL a partir de emenda da Lei de Negócios do Gás (*Gas Business Act*) de 2017 e é considerada de suma importância para que o país atinja sua meta de se tornar um dos mais relevantes *hubs* de negociação de GNL do mundo. De acordo com o novo texto legal, passou a ser proibido a proprietários de terminais primários de recebimento de GNL rejeitar, injustificadamente, terceiros interessados em utilizar as instalações. Adicionalmente, os proprietários desses terminais devem notificar o Ministério da Economia e da Indústria acerca de sua intenção em operar suas instalações de acordo com a versão revisada da *Gas Business Act* japonês (artigos 2 e 86). Tal lei define como “terminal primário de recebimento de GNL” a instalação onde o GNL transportado em navios metaneiros de larga escala é descarregado, estocado, regaseificado e escoado, por meio de duto, para os mercados consumidores (Hashimoto et al., 2017; KAPSARC, 2017).

Em relação aos termos e condições para aceitar, limitar ou rejeitar o uso dos terminais por terceiros interessados, a lei japonesa estabelece que as instalações sujeitas ao regime de acesso devem submetê-los às autoridades e publicar os termos e condições para o uso de terceiros, inclusive as taxas cobradas pelo uso. De acordo com a lei, se as autoridades julgarem que os termos e condições são inapropriados, elas podem requerer que os operadores os revisem. É possível haver diferenças sutis entre os termos e condições publicados por diferentes operadores de terminais, mas a maioria possui diversos itens em comum que podem ser subdivididos em duas categorias: (i) termos e condições referentes ao aceite de pedidos de acesso de terceiros; e (ii) termos e condições referentes à limitação e rejeição dos pedidos de acesso de terceiros. Em relação àqueles relativos ao aceite do pedido de acesso, tem-se as seguintes condições (Hashimoto et al., 2017):

- O terceiro interessado deve usar a capacidade disponível ou livre que o operador possui, sem interromper o funcionamento de seu terminal;
- As partes devem chegar a um acordo acerca do programa anual de recebimento e descarregamento de navios metaneiros;
- A parte interessada deve ser apta a realizar aquisições e descarregamento estáveis de volumes relevantes;
- A qualidade do GNL deve ser mantida dentro de um limite especificado;
- As operações mais relevantes (recebimento, armazenamento e regaseificação dos terminais de GNL) devem ser conduzidas pelo operador do terminal de GNL;
- Os navios metaneiros (carregadores) devem ser compatíveis com os terminais de forma que as operações de descarga possam ocorrer de forma segura e suave; e
- O terceiro interessado deve se responsabilizar pela coordenação com outras partes relevantes, o que inclui requerimentos cabíveis às autoridades governamentais competentes.

Em relação aos termos relativos à rejeição ou limitação do pedido de acesso de terceiros, são listadas as seguintes condições:

- Quando há a necessidade de se manter a segurança;
- Quando há questões de força maior, tais como a ocorrência de um desastre natural;
- Quando há algum mal funcionamento ou reparo de instalações relevantes;
- Quando se prevê impactos a outros usuários de terminais de GNL;
- Quando a negativa é requerida por lei ou por requerimento de autoridade governamental;
- Quando há algum incidente que impede o operador do terminal de conduzir operações relevantes para a garantia do uso do terceiro interessado;
- Quando o terceiro interessado não cumpre tempestivamente suas obrigações financeiras, junto ao operador, relativas ao uso das instalações; e
- Quando há alguma inadimplência relevante em relação a obrigações contratuais afetas ao terceiro interessado.

Importante ressaltar que quando os operadores de terminais rejeitam um determinado pedido de acesso com base nas razões acima listadas, cabe a eles o ônus de provar a veracidade de tais razões.

Em relação à remuneração devida por terceiros pelo uso dos terminais, foi estabelecida a observância do princípio “cobranças idênticas para condições idênticas”. No Japão, a fiscalização das condições e desse princípio cabe à Agência para Recursos Naturais e Energia e à Comissão de Monitoramento do Mercado de Gás e Eletricidade. Com vistas a proteger informações concorrencialmente sensíveis detidas pelos operadores de terminais, considera-se inapropriado que as terceiras partes interessadas tenham acesso a custos detalhados do terminal de GNL que utilizam, uma vez que o operador e os terceiros interessados podem ser competidores em outras etapas da cadeia. Dessa forma, os termos e condições publicados pelo operador do terminal não precisam contemplar detalhes dos custos operacionais para o cálculo das remunerações. No entanto, devem incluir indicações relevantes para o cálculo dessas

remunerações, dentre os quais são apontados os seguintes, cujos detalhes são esmiuçados pelos termos e condições estabelecidas por cada operador (Hashimoto et al., 2017):

- Custos relativos aos estudos necessários antes do uso;
- Custos associados ao uso do terminal pelo terceiro interessado;
- Custos relacionados com compensações;
- Custos relacionados com trabalhos necessários (mão de obra, dentre outros).

O procedimento básico para que uma terceira parte faça uso de um terminal de regaseificação inclui as seguintes etapas, para os casos em que o pedido é aceito:

- (i) pedido de uso de um terminal por uma terceira parte interessada. Nessa etapa, o terceiro interessado realiza o pedido de uso a ser considerado pelo operador do terminal. Nessa etapa, o operador deve notificar o requerente acerca de sua decisão em um prazo de até três meses;
- (ii) notificação do resultado da consideração do pedido por parte do operador;
- (iii) negociação dos termos e condições de uso;
- (iv) concordância com os termos do acordo básico;
- (v) concordância com o programa de entrega e descarregamento anual;
- (vi) concordância com os termos do contrato anual;
- (vii) início efetivo do uso de terceiros.

Em relação às dificuldades identificadas no Japão acerca do regime de acesso de terceiros, são apontadas (Hashimoto et al., 2017):

- (i) a necessidade de garantir volumes de vendas (ou demanda de gás) adequadas. O funcionamento de um terminal requer um volume mínimo de gás que sustente sua utilização. A garantia da entrega, no terminal, e venda, no mercado, desse volume deve ser garantida pelo usuário do terminal em um prazo adequado;
- (ii) características da capacidade disponível. É importante que haja capacidade física disponível no período que se pretende utilizar o terminal. Por exemplo, no caso da economia japonesa, é mais improvável que haja mais capacidade disponível no inverno, período em que a demanda por gás natural é mais intensa. Diferentemente de outras regiões do mundo, o Japão não conta com amplas infraestruturas de transporte ou estocagem ao redor de seus terminais de regaseificação, o que limita ainda mais a janela de disponibilidade da capacidade dessas instalações;
- (iii) uso de longo prazo por terceiros. De acordo com o regime em vigor atualmente no Japão, reserva-se o direito ao operador de encurtar o período de uso do terminal ou rejeitá-lo, caso não possa garantir a existência de capacidade disponível durante o período requerido. Por exemplo, se a um usuário de um terminal, com compromisso de venda de gás natural a um mercado de *downstream* por um longo período, não é garantido o uso continuado do terminal, esse usuário assumirá um risco muito alto. Por outro lado, se um usuário não consegue assumir que utilizará o terminal por um longo período, causará sérias dificuldades para o gerenciamento do seu uso.

X.1.6. Dificuldades na Implementação do Livre Acesso nos Terminais de GNL

Segundo KAPSARC (2017), há uma série de razões apontadas, tanto por operadores de terminais de GNL como por terceiros interessados no uso dessas infraestruturas, como dificuldades ao acesso de terceiros às instalações. Os operadores, ou incumbentes, enumeram os motivos pelos quais resistem a ofertar suas capacidades a outras empresas. Os terceiros interessados, por sua vez, elencam os porquês de se sentirem desencorajados a buscar o acesso a essas instalações.

Os incumbentes, operadores ou proprietários de terminais de GNL alegam os seguintes motivos: (i) perda de *market share* e de receitas; (ii) baixo retorno dos investimentos, (iii) desafios operacionais e (iv) diferenças da qualidade do gás (KAPSARC, 2017).

Em relação à perda de *market share* e de receitas, alega-se que as terceiras partes que acessam um determinado terminal podem obter cargas mais baratas, no mercado *spot*, que aquelas contratadas pelo operador do terminal no longo prazo. Além disso, se não há capacidade suficiente de estocagem no mercado e caso não haja um comprador imediato, essas terceiras partes são obrigadas a vender o gás excedente no mercado local, o que reduziria as margens do incumbente e sua participação no mercado.

Ainda de acordo com KAPSARC (2017), os custos de um terminal de regaseificação dependem de diversas variáveis, tais como a tecnologia escolhida, a capacidade, se contará ou não com armazenagem, custos locais de construção, dentre outros. Além dos custos serem geralmente elevados, os valores dos serviços de regaseificação são relativamente reduzidos, o que incentiva os operadores a integrarem o terminal com outras atividades da cadeia de forma a buscar maior retorno dos investimentos realizados.

Desafios operacionais se referem às dificuldades que o livre acesso de terceiros traz à otimização das plantas, principalmente em relação ao armazenamento, considerado o componente que apresenta os custos de construção mais altos. Cada usuário depende da ação de outros, nos termos dos contratos de uso do terminal, para garantir o acesso igualitário à capacidade. Um aspecto considerado chave é o processo de agendamento dos termos de uso do terminal que contemplam a chegada e descarga de navios metaneiros (*LNG tankers*). De acordo com a programação anual acordada, aos usuários é alocado um número determinado de atracções ou slots de entrega, com um tempo específico de chegada e estadia para descarregamento. Essa programação, para um bom funcionamento do acesso, deve ser reforçada, considerando que há algum nível de liberdade, dado que um navio metaneiro levaria cerca de 36 horas para chegar, descarregar e partir e que o tempo de entrega seria de aproximadamente 30 horas (Le Fevre, C. 2016 apud KAPSARC, 2017).

Diferenças na qualidade se tornam um problema pois prejudicam a intercambialidade do gás entre supridores. Por outro lado, tem-se o argumento de que a variação da especificação do gás não apresenta problemas a partir da perspectiva técnica ou operacional do terminal e que, portanto, do ponto de vista de terceiros interessados, seria apenas uma escusa para negar o acesso às instalações.

Os terceiros interessados no acesso às instalações de GNL enumeram como entraves ao efetivo compartilhamento: (i) regras de acesso pouco claras; (ii) falta de acesso ao sistema de gasodutos; (iii) períodos não realistas para notificação dos pedidos por capacidades ofertadas; (iv) desafios operacionais; e (v) mercados consumidores varejistas pequenos.

Em relação a regras de acesso, a publicação oportuna dos serviços ofertados, bem como suas condições, pelo operador de terminal, de forma clara e transparente é considerada parte essencial do funcionamento adequado do regime de acesso obrigatório de terceiros, os quais precisam estar aptos a, de forma ágil, acessar todas as informações comerciais e operacionais relevantes. Dentre tais informações se incluem a estrutura e metodologia de tarifação, além de capacidades técnicas, contratadas e disponíveis existentes. Segundo KAPSARC (2017), dessa forma, permite-se que sejam exploradas oportunidades no mercado tanto a curto como a longo prazo. Na Europa, terminais com acesso regulado apresentam de forma transparente as condições de seus serviços e valores. No entanto, terminais europeus excetuados do livre acesso frequentemente não publicam suas regras.

O acesso aos sistemas de gasodutos é considerado um complemento importante ao acesso aos terminais de regaseificação de GNL. Quando há também acesso à rede de gasodutos,

como é o caso europeu, os importadores de gás natural, usuários do terminal, são capazes de comercializar com mercados compradores atacadistas e até mesmo com usuários finais.

Em relação aos períodos não realistas para notificação dos pedidos por capacidades ofertadas, os terceiros interessados alegam ser necessário haver antecedência suficiente de informação acerca da capacidade disponível para contratação. No entanto, não é o que ocorre frequentemente, por exemplo, na Europa, onde a capacidade disponível é ofertada com apenas uma ou duas semanas de antecedência. Os terceiros interessados consideram essa janela muito curta para uma parte interessada demonstrar interesse para a contratação, ou para uma aplicação para contratação, dos slots disponíveis. É considerado também um tempo muito curto para que sejam providenciados os arranjos logísticos necessários. Há também casos, especialmente na Ásia, em que é requerida antecedência de grande período, por exemplo, cinco anos, o que torna inviável, a partes interessadas, aproveitar oportunidades comerciais de curto prazo (KAPSCARC, 2017).

No que tange aos desafios operacionais, são elencadas diversas dificuldades, tais como as capacidades máximas dos berços de atracação, capacidades máximas de estocagem, inclusive aquela localizada *off-site*, dificuldades na navegação, limitação das dimensões do navio metaneiro ou nas escalas de navegação, dentre outras. Diferentes qualidades do gás natural também são citadas como entrave para a intercambialidade do insumo.

Em relação a mercados consumidores varejistas menores, voltados ao atendimento de pequenos usuários, usualmente em substituição de outros combustíveis tradicionais em aplicações, considera-se que suas dimensões são tais que acabam por si só se tornando uma barreira a novos entrantes. Apesar de se configurarem como oportunidades para a venda da carga de terceiros, sua menor escala acaba por acarretar condições de crédito menos vantajosas e limitação apenas à contratação de prazos mais curtos.

X.3. Experiência Internacional – Resolução de Conflitos

X.3.1. Reino Unido

No Reino Unido, a *Energy Act 2011* atribuiu à *North Sea Transition Authority* – NSTA poderes para resolver os conflitos relativos ao acesso de terceiros às infraestruturas *upstream* de óleo e gás natural⁹³. Os critérios de atuação da NSTA no que tange à resolução de conflitos relativos ao acesso de terceiros estão estabelecidos no *Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure* de 2022⁹⁴ (ou apenas “*NSTA Guide*”, daqui por diante). O *NSTA Guide* estabelece o modo como os pedidos relacionados a conflitos sobre o acesso de terceiros à mencionada infraestrutura devem ser feitos e apresenta os parâmetros que a NSTA poderá adotar ao examinar tais conflitos⁹⁵. Cabe ressaltar que, do ponto de vista

⁹³ São consideradas infraestruturas de produção de óleo e gás natural (infraestruturas de *upstream*) para fins de acesso de terceiros:

- os dutos de escoamento da produção;
- as instalações de refino de petróleo (inclusive FPSOs); e
- as instalações de produção e processamento de gás natural, exceto aquelas destinadas ao processamento do gás natural para o atendimento ao consumidor final (residências, comércio, indústria etc.).

⁹⁴ Disponível em <<https://www.nstaauthority.co.uk/media/8509/final-updated-tpa-guidance-7-nov-22.pdf>>.

⁹⁵ Este Guia não substitui nenhum regulamento ou lei e não é aconselhamento jurídico (não tem efeito jurídico vinculativo), de modo que a NSTA pode se afastar da abordagem nela estabelecida, apresentando sua motivação.

organizacional, a NSTA dispõe de uma equipe específica dentro da diretoria de regulação do órgão para tratar da resolução de conflitos⁹⁶.

Pelas regras contidas na Seção 82 da *Energy Act 2011*, se um terceiro interessado solicita acesso a uma infraestrutura *upstream* e após o período de negociação não há acordo entre as partes, o interessado no acesso poderá notificar a NSTA para a solução do conflito. Este pedido deve conter uma série de documentos e informações de acordo com as orientações constantes do *NSTA Guide* (em anexo específico), tais como: a identificação do requerente e do proprietário/operador da infraestrutura; localização da infraestrutura; detalhes da negociação realizada até então; entre outros.

Uma vez recebido o pedido, a NSTA irá nomear uma pessoa responsável pelo processo, de modo a garantir a gestão eficiente do pedido e facilitar a comunicação entre as partes e a NSTA⁹⁷. A NSTA pode publicar breves detalhes do escopo da disputa e, possivelmente, o nome das partes, se considerar que tal divulgação é de interesse público⁹⁸.

Em sua análise de admissibilidade do pedido de solução de controvérsia a NSTA poderá tomar três diferentes ações (Seção 82(6) da *Energy Act 2011*):

- Rejeitar o pedido;
- Adiar o atendimento do pedido para que as partes tenham mais tempo para negociar;
- Admitir o pedido e iniciar o procedimento a resolução de conflito.

A NSTA pode decidir rejeitar um pedido se considerar que não tem uma influência significativa em relação às obrigações contidas na estratégia estabelecida de maximização da recuperação econômica dos recursos petrolíferos.

Caso a NSTA considere que a concessão de tempo adicional para negociação entre as partes pode levar a uma conclusão bem-sucedida, pode decidir adiar a análise do pedido para permitir que as partes negociem mais. Neste caso, a NSTA poderá estabelecer um prazo para a conclusão das negociações e, a partir da expiração desse prazo adicional a NSTA poderá intervir, caso as negociações não tenham sido concluídas.

Se a NSTA concluir pelo aprofundamento da análise, convidará o proprietário ou operador da infraestrutura a fornecer informações, de modo a subsidiar sua análise, incluindo quaisquer comentários adicionais do proprietário e/ou do requerente sobre o pedido. A NSTA dará aos envolvidos a oportunidade de serem ouvidos, podendo solicitar a realização de reuniões ou apresentações, para esclarecer e explorar aspectos das informações que lhe são fornecidas⁹⁹. Vale indicar que os pedidos de informações podem conter prazos que, se não atendidos, sujeitam o consultado a sanções pela NSTA.

Caso a NSTA decida por acatar o pedido, o órgão inicia o exame do pleito com uma verificação se:

- (i) as partes da negociação tiveram tempo razoável para alcançarem um acordo;
- (ii) as partes negociaram de boa-fé;

⁹⁶ “The Disputes and Sanctions Team sits within the NSTA’s Regulation Directorate to address disputes between relevant persons and compliance with regulatory obligations.” Veja mais em: <<https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/>>. Acesso em: 14/03/2023.

⁹⁷ “To ensure efficient management of the application and to facilitate communication between the parties and the NSTA, a case officer will be assigned to each application once received.” (NSTA, 2022, p.14)

⁹⁸ “The NSTA may publish brief details of the scope of the dispute, potentially along with naming the relevant parties to the dispute, if the NSTA considers that such disclosure would be in the public Interest.” (NSTA, 2022)

⁹⁹ A NSTA tem a obrigação legal de oferecer a oportunidade do *Health and Safety Executive (HSE)* ser ouvido. Isso pode envolver algum compartilhamento de informações técnicas e garantirá que a segurança seja salvaguardada em disputas que, em princípio, se concentram em questões financeiras. A NSTA também poderá obter aconselhamento do HSE no caso de pedido de acesso em que a segurança, por exemplo, integridade dos dutos ou composição de fluidos, seja um elemento da disputa (NSTA, 2022).

- (iii) as informações mínimas necessárias para a análise do acesso foram providas pelo terceiro interessado e pelo proprietário ou operador; e
- (iv) as partes seguiram o *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* – ICOP.

Além disso, a NSTA deve dar às partes da negociação, e possivelmente a outras partes interessadas, a oportunidade de serem ouvidas, bem como levar em consideração na sua avaliação diversos fatores, tais como:

- A capacidade que está sendo ou pode ser razoavelmente disponibilizada na infraestrutura em questão;
- Quaisquer incompatibilidades de especificação técnica que não possam ser razoavelmente superadas;
- Dificuldades que não possam ser razoavelmente superadas e que possam prejudicar a produção eficiente de petróleo e gás natural;
- As necessidades razoáveis do proprietário da infraestrutura e de qualquer um de seus associados, para transporte, refino e processamento de petróleo e gás natural;
- Os interesses de todos os usuários e operadores da infraestrutura em questão;
- A exigência de manter a segurança e regularidade do abastecimento de óleo e gás natural; e
- O número de partes envolvidas na disputa.

Esta não é uma lista exaustiva e a NSTA também levará em consideração quaisquer outras considerações materiais, incluindo informações financeiras relevantes para a disputa. A relevância desses fatores variará caso a caso.

Vale indicar que o procedimento também pode ser iniciado pela própria NSTA, nos termos da Seção 83 da *Energy Act 2011*. Antes de usar esse poder, a NSTA examina as circunstâncias que cercam o assunto e se considerar que deve agir por iniciativa própria, informará às partes de sua intenção. Neste caso, as informações prestadas pela NSTA representam uma espécie de notificação, que explicita a motivação do órgão, assim como traz o cronograma no qual se propõe a agir. Com base nesta comunicação, as partes passam a ter um prazo para fornecer as informações relevantes e se pronunciar sobre a ação proposta. A partir das respostas, a NSTA avalia a argumentação trazidas pelas partes, a fim de chegar a uma opinião acerca da possibilidade de atuar por iniciativa própria¹⁰⁰.

Não obstante, embora a NSTA tenha poder para agir por iniciativa própria, o órgão sinaliza em seu *NSTA Guide* que tal prerrogativa deve ser usada apenas em circunstâncias bem específicas, tais como quando se acredita que o usuário em potencial foi dissuadido de fazer uma solicitação por medo de contrariar o proprietário/operador da infraestrutura, ou que qualquer parte esteja iniciando negociações sem qualquer intenção de chegar a uma conclusão¹⁰¹. Ao decidir usar essa prerrogativa, a NSTA deve não apenas estar convencida de que as partes tiveram tempo suficiente para chegar a um acordo, mas também estar convencida de que não há nenhuma perspectiva realista de fazê-lo.

O *NSTA Guide* contém um anexo que descreve as etapas esperadas para avaliação de um pedido e fornece prazos indicativos de ações a serem seguidas pelos envolvidos. A NSTA busca acordar um calendário com o requerente e o proprietário/operador da infraestrutura, sempre que possível. De modo geral, espera-se que a maioria das decisões possa ser concluída em 16 (dezesseis) semanas. No entanto, a depender da complexidade do caso, pode ser necessária uma ampliação significativa deste prazo, caso em que a autoridade buscará acordar um cronograma alternativo com os envolvidos, conforme a necessidade

¹⁰⁰ O NSTA precisaria reunir evidências para apoiar qualquer decisão de agir. (conforme tradução livre de NSTA, 2022, p.16)

¹⁰¹ A NSTA indica em seu guia que a atuação por conta própria substituiria o direito de um usuário potencial fazer um pedido ao órgão quando julgar adequado.

De modo geral, a expectativa é a de que uma decisão exigindo que o acesso seja fornecido contenha um conjunto abrangente e detalhado de termos e condições especificados pela NSTA¹⁰². Há previsão de que o requerente do acesso e o proprietário das instalações recebam uma espécie de “prévia” da decisão de acesso (um documento preliminar que oferece uma indicação dos termos em que a NSTA pretende estabelecer o acesso)¹⁰³. As partes, então, terão a oportunidade de revisar os termos propostos e identificar possíveis dificuldades com sua implementação, antes da finalização da notificação/decisão. A legislação permite que qualquer uma das partes solicite à NSTA a alteração dessa notificação.

Após a determinação dos termos de acesso, a NSTA concede um prazo para que o solicitante possa confirmar sua intenção de obter acesso, de acordo com os termos estabelecidos na decisão. Neste prazo concedido o requerente pode recusar o acesso nas condições estabelecidas e, dessa forma, os proprietários não serão obrigados a fornecer acesso nestes mesmos termos.

Vale notar que na apreciação de um pedido de acesso (ou mesmo na ação por iniciativa própria) a NSTA pode avaliar se a instalação objeto da solicitação de acesso necessita de modificações de modo a aumentar a sua capacidade ou alguma outra alteração para viabilizar o acesso do requerente (Seção 84 da *Energy Act 2011*). Caso tais modificações pareçam necessárias, a NSTA comunicará às partes o detalhamento dos trabalhos necessários para a realização da modificação, o que deverá ser tratado de modo independente ao pedido de acesso. A notificação sobre as modificações necessárias deve especificar os valores ou a forma de determinação dos valores que a NSTA considera que devam ser pagos ao proprietário pelo requerente para efeitos de custeio das modificações, bem como também deverá especificar o prazo no qual as modificações devam ser realizadas¹⁰⁴.

Por fim, a Seção 86 da *Energy Act 2011* permite que a NSTA publique parte ou a totalidade de uma decisão ou de sua respectiva alteração, sujeito ao devido tratamento de informações confidenciais. Antes de publicar qualquer coisa, a NSTA dará oportunidade às pessoas a quem a notificação foi dirigida, e a qualquer outra que considere adequada, de serem ouvidas. Documentos publicados estão disponíveis no sítio eletrônico da NSTA¹⁰⁵.

X.3.2. Austrália

Na Austrália, o *Australian Energy Regulator* (AER) é a autoridade reguladora responsável pela resolução de conflitos de acesso entre um usuário (ou usuário potencial) de um gasoduto e o seu respectivo prestador de serviços (operador). O *Guideline for the Resolution of Distribution and Transmission Pipeline Access Disputes Under the National Gas Law and National Gas Rules* (AER Guide) contém as diretrizes adotadas pelo AER nas resoluções de disputas relativas ao acesso aos gasodutos de transporte e distribuição conforme o Capítulo 6 da Lei Nacional do Gás (*National Gas Law 2008 – NGL*) e na Parte 12 das Regras Nacionais de Gás

¹⁰² Embora muitas vezes os casos tenham elementos financeiros como principal questão do acesso, neste caso incluindo tanto aspectos relativos à remuneração quanto relativos à repartição de risco (por exemplo, passivos e indenizações), também pode haver outros aspectos (não financeiros) que necessitem decisão da NSTA.

¹⁰³ “the ‘minded to’ letter”. (item 58, NSTA, 2022).

¹⁰⁴ Prevê-se que os montantes a pagar reflitam o custo real das modificações, incluindo os custos e despesas considerados adequados, mas com um limite máximo para limitar a exposição do requerente a custos sobre os quais tem pouco ou nenhum controle. As contribuições feitas por terceiros na forma de investimento em infraestrutura devem ser justas e razoáveis em todas as circunstâncias (itens 45 e 46, NSTA, 2022).

¹⁰⁵ Um resumo das solicitações recebidas e consideradas pela NSTA de acordo com as seções 82-84 da Lei de Energia de 2011 e legislação anterior estão em < <https://www.nstaauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/regulatory-decisions-archived-since-may-2019/>>.

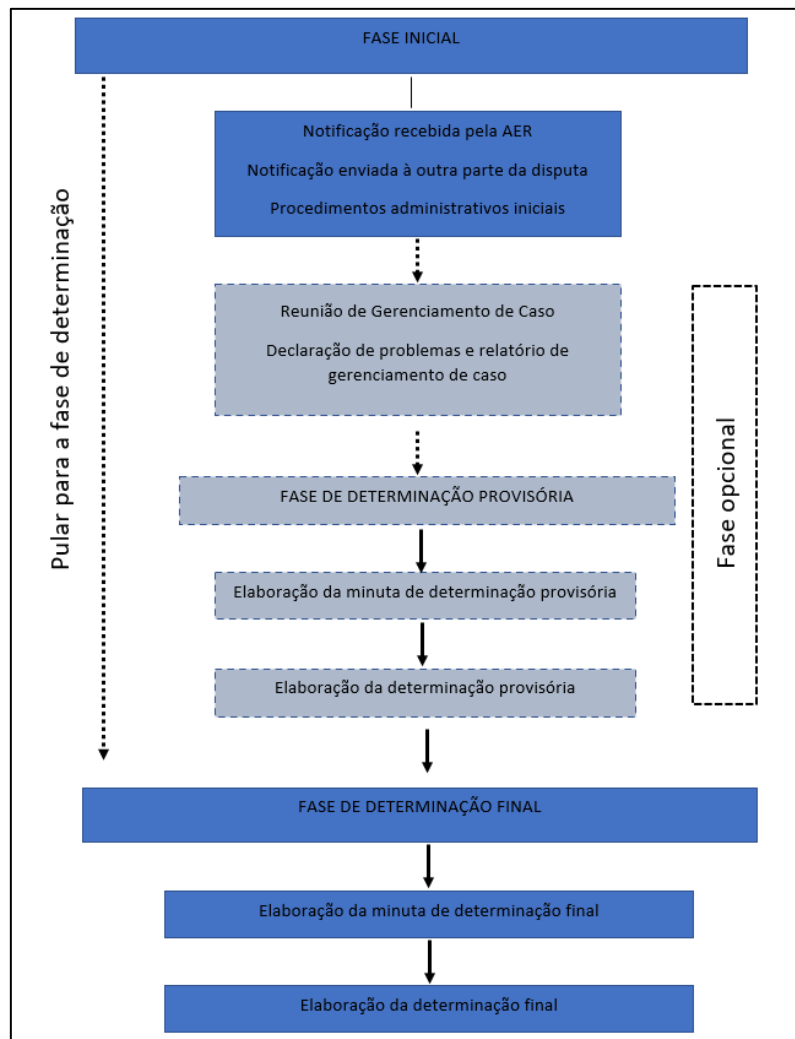
(*National Gas Rules 2008 – NGR*)¹⁰⁶. O *AER Guide* tem caráter processual e pode ser alterado pelo AER de tempos em tempos. Além de indicar como o AER conduzirá o processo de disputa de acesso, o documento fornece orientação para as partes envolvidas.

De acordo com AER (2008), quando um provedor de serviços (operador) e um usuário (ou usuário potencial) não chegam a um acordo sobre os termos do acesso, existem várias maneiras pelas quais eles podem resolver esse conflito, sendo a resolução pelo AER (que tem caráter vinculante) apenas uma das formas de se resolver o conflito. Ou seja, uma determinação de acesso feita pelo AER não é o único método disponível para as partes resolverem uma disputa de acesso e nem sempre o meio mais eficiente para fazê-lo (ver mais adiante as formas alternativas de resolução de conflito), de modo que as partes são sempre encorajadas a lograr uma composição amigável, de modo a evitar a necessidade de acionar o AER.

O processo de resolução de conflitos contém diferentes fases conforme ilustrado no fluxograma apresentado na Figura 35, a seguir. As principais fases do processo de resolução de conflito são as seguintes: fase inicial, fase de determinação provisória e fase de determinação final.

¹⁰⁶ Apesar *AER Guide* limitar seu escopo de aplicação aos gasodutos de transporte e distribuição, as disposições contidas no documento e na legislação servem como referências de boas práticas na condução de processos de resolução de conflitos.

Figura 35 - Fluxograma do processo de disputa de acesso australiano.



Fonte: Adaptado de AER (2018).

O processo de resolução de conflito tem início com o requerimento pelo usuário ou terceiro interessado em desacordo com o operador da instalação; ou pelo próprio operador em caso de não chegar a um acordo com um usuário ou terceiro interessado. Tal requerimento deve ser feito por escrito pelo requerente, de maneira individual, na hipótese de mais de um requerente, e deve ser acompanhada do pagamento de uma taxa de atualmente AU\$ 2.750,00 (dois mil e setecentos e cinquenta dólares australianos). Apesar de não haver um formato pré-estabelecido para o requerimento, o Apêndice B do *AER Guide* fornece o formato preferencial para este tipo de comunicação.

Ao receber um requerimento válido, o AER deve notificar a outra parte (requerido) fornecendo uma cópia do requerimento original. O AER pode, também, questionar às partes se existem outras pessoas que eventualmente podem estar interessadas no litígio.

O AER publicará em seu sítio eletrônico que um pedido de resolução de conflito foi realizado. O aviso público apenas fornecerá detalhes sobre as partes relevantes no conflito, uma breve descrição (genérica) da natureza da disputa, se assim julgar apropriado.

Caso alguém deseje participar do processo, além das partes ou de pessoas que o AER julgar pertinentes da resolução do conflito, esta deve encaminhar uma solicitação ao regulador australiano com a descrição das razões pelas quais considera adequado torna-se parte do litígio

dentro de um prazo de até 5 (cinco) dias úteis a partir da data em que o aviso público da resolução de conflito tiver sido publicado.

Concluída a etapa de identificação das partes envolvidas, o AER conduzirá a instrução processual da resolução de conflito (reuniões, diligências, coleta de provas e informações etc.). É importante notar que no curso do processo de resolução de conflitos o AER não deve se ater apenas às informações e documentos prestados pelas partes, devendo fazer a sua própria análise e buscar material e evidências adicionais (por exemplo, buscar a opinião de especialistas independentes). Ao fazê-lo, o AER não está vinculado por aspectos técnicos, formas jurídicas ou regras de prova e pode informar-se de qualquer assunto relevante para um litígio da forma que considere adequada (Seção 176(1) da *NGL*)¹⁰⁷.

O AER pode, eventualmente, emitir uma determinação provisória. As determinações provisórias podem ser utilizadas como um meio importante para garantir que um usuário ou terceiro interessado obtenha acesso antecipadamente a algum serviço prestado pela instalação. Isto porque os proprietário ou operadores podem ver o processo de resolução de conflitos como uma forma de postergar o acesso naqueles processos morosos em razão da necessidade de se levar em consideração todos os pontos de vista e informações apresentados ao órgão regulador pelas partes (AER, 2008).

O AER pode considerar os pedidos de tomada de uma determinação provisória, em especial quando o processo de determinação final tiver a perspectiva de demorar um tempo considerável e a elaboração de uma determinação provisória puder ser acelerada. No entanto, a apreciação de um pedido de uma determinação provisória desvia os recursos da análise das questões de fundo em litígio, o que é algo que as partes que solicitam uma determinação provisória devem levar em consideração (AER, 2008).

Uma determinação provisória permanece em vigor até expirar, a menos que ocorra um dos seguintes eventos:

- uma determinação final é emitida e produz efeitos;
- a determinação provisória é revogada pelo AER a pedido das partes ou à critério do AER;
- o AER encerra o processo de resolução de conflitos; ou
- o requerimento de resolução de conflito é retirado.

A fase final de determinação diz respeito à consideração de todas as questões substantivas para a tomada da decisão final.

O AER não é obrigado a encaminhar um rascunho da determinação às partes, mas o AER considera que a apresentação do rascunho dá às partes a oportunidade, antes de tomar uma decisão final, de corrigir quaisquer questões factuais relacionadas com as questões de acesso em litígio. O rascunho não é a versão completa do documento, mas sim uma versão que conterà a abordagem proposta pelo regulador para a determinação final, acompanhada de sua fundamentação (AER, 2008).

As partes envolvidas no conflito serão convidadas a apresentar observações sobre o rascunho da determinação final e a fundamentação de apoio. Deverá ser dado um prazo de no mínimo 10 (dez) e no máximo 20 (vinte) dias úteis para comentários. No entanto, tais prazos são meramente indicativos, e podem ser alterados a depender do caso (AER, 2008).

¹⁰⁷ "(1) In a dispute hearing the relevant adjudicator for an access dispute—

(a) is not bound by technicalities, legal forms or rules of evidence; and

(b) must act as speedily as a proper consideration of the access dispute allows, having regard to the need to carefully and quickly inquire into and investigate the access dispute and all matters affecting the merits, and fair settlement, of the access dispute; and

(c) may inform itself about any matter relevant to the access dispute in any way it thinks appropriate."

Uma vez que o AER faz uma determinação final e a fornece às partes, o processo de resolução de conflito está concluído.

O AER não tem obrigação de publicar a determinação final e a sua fundamentação. No entanto, pode considerar apropriado publicá-las, no todo ou em parte, para melhorar a transparência dos processos e informar os usuários e potenciais usuários de informações relevantes sobre as infraestruturas e seus respectivos serviços. De modo geral, entende-se que a determinação e as razões que a acompanham devem ser publicadas visto que elas podem auxiliar o estabelecimento de condições para a promoção de um ambiente concorrencial. No entanto, antes de publicar a determinação e a respectiva motivação, o AER fornecerá às partes uma cópia indicando o que pretende publicar e dando a elas a oportunidade de se manifestar a respeito. Além disso, quando as objeções das partes estabelecem motivos para não publicar a determinação e sua respectiva fundamentação (ou partes específicas desses documentos), o regulador australiano deverá ponderar se esses motivos superam os benefícios da publicação.

O AER estima um prazo de 6 (seis) meses a contar da data do requerimento até a tomada de uma decisão final, sedo tal prazo função da complexidade das questões em litígio e não considera os prazos relacionados com a elaboração e o recebimento de relatórios por parte de especialistas ou consultores independentes exigidos pela legislação e pelo órgão regulador ou a realização de processos alternativos de resolução de conflito.

Em razão da complexidade e dos custos de um processo de resolução de conflito que culmina numa determinação final pelo AER acima descrito, e conforme mencionado anteriormente, as partes são sempre encorajadas a lograr uma composição amigável, de modo a evitar a necessidade de acionar o órgão regulador.

Os meios alternativos de resolução de conflito (*alternative dispute resolution* – ADR) indicados na Seção 3 da Parte B do *AER Guide* incluem melhoria da quantidade e qualidade das informações disponíveis ao público sobre os serviços oferecidos e a existência nos acordos comerciais de dispositivos para resolução de conflitos de forma a evitar um requerimento ao AER.

Um dos métodos para facilitar as negociações e resolver questões de acesso é por meio da melhoria do nível e da qualidade das informações publicamente disponíveis. De acordo com AER (2008) as informações publicadas melhoram a transparência sobre o suprimento de gás natural, a demanda e a capacidade das instalações, sendo útil para usuários existentes e potenciais. Agentes de mercado mais bem informados aumentam a qualidade das negociações comerciais e favorecem o fornecimento de subsídios ao AER em eventual resolução de conflitos de acesso. Nesse sentido, a legislação do país exige a publicação de certas informações relativas ao acesso pelo provedor do serviço¹⁰⁸, e o AER também contribui publicando diversas informações¹⁰⁹.

Outra forma incentivada pelo AER é a realização de mediação prévia¹¹⁰, caracterizada como um processo consensual em que o mediador procura facilitar o acordo entre as partes. Geralmente envolve os seguintes elementos: (i) compromisso das partes de participar da mediação de boa-fé; (ii) acordo de que o conteúdo da mediação permaneça confidencial; (iii) a capacidade de ocorrer conferência privada entre o mediador e qualquer uma das partes; e (iv) acordo para incorporar o resultado da mediação em um acordo executável entre as partes.

¹⁰⁸ O operador deve garantir que o acordo de acesso aplicável esteja disponível no seu site, devendo publicar preços de serviços, entre outros.

¹⁰⁹ Por exemplo: muitos dos processos de tomada de decisão do AER estão sujeitos a consulta pública e essas decisões são geralmente publicadas no site do AER.

¹¹⁰ As questões adequadas para um processo de ADR podem ser identificadas logo após o requerimento da disputa, como em uma reunião inicial de gerenciamento de caso ou seguindo as instruções dadas pelo AER durante uma audiência de resolução de conflito.

Se o AER exigir que as partes iniciem uma mediação, conciliação ou outro processo de ADR, as partes devem cumprir todas as instruções dadas pela entidade reguladora. Importa indicar que, ao decidir se deve encaminhar uma questão para um processo de ADR, o AER geralmente definirá um prazo para a resolução desse processo. Na visão do órgão regulador, a disciplina imposta pela fixação de prazos resulta numa maior chance de a questão ser solucionada tempestivamente (AER, 2008).

Se questões relacionadas a um processo de ADR forem resolvidas, a parte que encaminhou o pedido a abertura do processo de resolução de conflito deve informar ao AER que tais problemas foram solucionados. Em seguida, terá de retirar as questões solucionadas do rol das questões originalmente informadas como estando em litígio. Já nas circunstâncias em que a mediação não for bem-sucedida dentro do prazo, as questões não resolvidas por mediação serão decididas pelo AER no curso de um processo para uma determinação final pelo regulador conforme descrito na Figura 35.

X.4. Principais Elementos Identificados no Mapeamento da Experiência Internacional

A Subseções trouxeram a extensa análise acerca experiência internacional no acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural e a resolução de conflito envolvendo as solicitações de acesso à estas instalações. Neste sentido, é importante destacar alguns pontos relevantes percebidos a partir da pesquisa realizada.

Entre os pontos em comum do mapeamento da experiência internacional, deve-se citar a relevância do provimento do acesso em condições não-discriminatórias com base em critérios objetivos prévios, tendo a remuneração pelos serviços prestados baseada em critérios justos e razoáveis a partir da divisão de riscos entre as partes do negócio, e considerando a experiência de cada país.

Além disso, cada país ou jurisdição trouxe elementos próprios para o tratamento da questão do acesso de terceiros e às infraestruturas de gás natural, conforme sumarizado a seguir:

- Com relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento no Reino Unido:
 - Necessidade de ser dada publicidade às condições comerciais para o acesso;
 - Elaboração de um Código de Conduta e Prática para o Acesso, documento de adesão voluntário que estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação do acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido, elaborado com a consultoria do ente governamental responsável pelo licenciamento e regulação das atividades de produção de petróleo e gás natural; e
 - Estipulação de regras e procedimentos para a resolução de conflitos de acesso às infraestruturas de petróleo e gás natural por meio de Guia de Resolução de Conflitos.
- Com relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento na Noruega:
 - Operação integrada de gasodutos de escoamento da produção, instalações de processamento e gasodutos de transporte (rede de gasodutos *upstream*) por parte de um operador designado, com o objetivo principal de exportação para o mercado de gás natural europeu, por um operador de sistema independente; e
 - Oferta de serviços de transporte em capacidade disponível e ociosa por parte do operador da rede de gasodutos *upstream*, em nome dos proprietários, de maneira não discriminatória e com o objetivo de maximização da utilização da rede.

- Com relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento na Dinamarca:
 - Exigência legal de elaboração de um Plano de Negociação e sua submissão ao regulador; e
 - Os preços e condições negociados devem ser notificados ao órgão regulador independente, a quem cabe verificar se estes estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis.
- Com relação aos dutos de escoamento da produção nos Estados Unidos existe estímulo ao descomissionamento de instalações ociosas em detrimento do incentivo ao acesso de terceiros, por motivo de segurança e prevenção a acidentes, em razão da localização das instalações de produção em uma região de ocorrência de furacões.
- Com relação ao acesso aos terminais de GNL na Europa:
 - O acesso é mandatório, mas existe possibilidade de adiá-lo (excetuá-lo por um período) a partir de alguns fatores, como, por exemplo, a presença de riscos altos para a implantação da instalação;
 - Há a necessidade de prover uma série de informações, inclusive aos operadores das redes a jusante, para a eficiência da operação das redes. Dentre outras informações que devem ser disponibilizadas, incluem-se períodos de manutenções;
 - Há a necessidade de ações para evitar vantagem indevida de participantes verticalmente integrados aos operadores dos terminais de GNL, o que inclui, por exemplo, instituição de firewalls entre o operador e o ramo responsável pela produção ou suprimento;
 - Há a necessidade de publicação de metodologia de cálculo da capacidade de transporte e mecanismo do processo de alocação de capacidade (por exemplo, “pro-rata” ou “first-committed-first-served”);
 - Devem ser apresentadas justificativas para negativas de acesso;
 - Devem ser criadas condições para que a capacidade ociosa seja aproveitada pelo mercado, o que inclui a liberação da capacidade ociosa sistematicamente subutilizada.
- Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Reino Unido:
 - É necessário publicar as condições comerciais para o acesso de terceiros;
 - É possível pedido de resolução de conflito junto ao órgão regulador;
 - É possível a exceção ao livre acesso de terceiros por um período a ser determinado.
- Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Japão:
 - É necessária a publicação de termos e condições de acesso;
 - Deve haver “remunerações idênticas para condições idênticas” (não discriminação);
 - A negativa ou limitação do acesso deve ser condicionado a alguns fatores, tais como força maior, ocorrência de incidentes ou inadimplência do terceiro interessado.

Já com relação à resolução de conflitos, o Reino Unido e a Austrália apresentam processos bem estruturados, contendo, inclusive, Guias (*Guidelines*) (sem caráter vinculante) de orientação que trazem uma série de informações sobre as fases do processo, documentos a serem enviados, prazos indicativos, princípios gerais seguidos pelos órgãos quando da análise e elaboração das determinações de acesso, nos termos da regulamentação de cada país, entre outras informações. De modo geral, percebe-se um esforço no sentido de que os pedidos sejam tratados de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários, sendo este objetivo claramente expresso na experiência britânica.

Considerando a estrutura organizacional, enquanto o Reino Unido conta com setor específico para tratar das resoluções de conflitos, na Austrália, a Autoridade recebe suporte de membros que formam uma equipe de gerenciamento de casos.

Não obstante o poder conferido às Autoridades para solução das controvérsias, nas duas experiências analisadas existem incentivos para que as partes em disputa solucionem o conflito. Além disso, mesmo após aberto um processo de disputas, a preferência é pela solução das disputas pelas partes.

Na Austrália, por exemplo, o AER incentiva o uso de soluções alternativas de disputa que incluem melhorar o nível e a qualidade das informações publicamente disponíveis para facilitar as negociações e resolver questões de acesso e a obrigatoriedade da realização de mediação e/ou conciliação prévia.

Além disso, durante o processo de resolução de disputas, pode haver oportunidade para permitir a retomada das negociações comerciais e eventual resolução entre as partes.

O incentivo à resolução do conflito pelas partes também fica evidente no procedimento adotado no Reino Unido. A NSTA encoraja que a maioria das questões relacionadas ao acesso à infraestrutura sejam resolvidas por meio de negociação, acreditando que os poderes a ela conferidos atuam como incentivo para os envolvidos na negociação atuarem conforme as práticas estabelecidas previamente pelo ICOP, de modo a evitar o encaminhamento de solicitações de resolução de disputas à autoridade.

Dessa forma, a partir das experiências elencadas é possível verificar que o processo de resolução de disputas deve ser entendido como a “última instância” nas negociações de acesso de modo que devem ser desenvolvidos incentivos à resolução pelas partes, o que, de acordo com a experiência internacional, podem incluir: (i) melhoria do nível e da qualidade das informações publicadas sobre as infraestruturas e serviços oferecidos de modo a melhorar a qualidade das negociações e favorecer o acesso de terceiros às instalações; e (ii) a adoção de códigos voluntários de práticas de acesso que contenham informações e procedimentos detalhados (incluindo prazos indicativos) sobre os pedidos de acesso e o processo de negociação.

Independentemente de previsões para a resolução de conflitos entre as partes envolvidas, o procedimento de soluções de controvérsias deve:

- ser bem estruturado e consonante com a legislação em vigor;
- buscar tratar os pedidos de resolução de conflitos de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários;
- evitar que seja passível de utilização como forma de procrastinação ou impedimento ao acesso de terceiros interessados;
- conter, no mínimo: os princípios a serem seguidos; indicação das atribuições do regulador e das partes; prazos; a abordagem que será utilizada na apreciação dos pedidos; e orientação sobre o tratamento confidencial de informações.

Dada a complexidade dos processos de resolução de disputa deve-se avaliar as necessidades relativas ao empreendimento da tarefa, pela ANP, tais como: (i) adequação organizacional; e (ii) adequação e melhoria de recursos a serem empreendidos.

XI. RISCOS E EFEITOS DO ATO NORMATIVO

Não se vislumbra, para nenhuma das opções regulatórias avaliadas e escolhidas, conforme apresentado na Seção XII, risco de edição de ato normativo que represente barreira à entrada de novos agentes no mercado de gás natural. Ao contrário: por meio de ações a serem inseridas na futura regulamentação, que conduzirão à maior transparência das negociações, à maior disponibilidade de informações necessárias ao acesso, à promoção da mediação ou conciliação para a resolução de conflitos, dentre outras, espera-se que seja facilitada e

incentivada a entrada de novos agentes no mercado de gás, aumentando a concorrência por meio do uso otimizado de novas capacidades e inibindo impactos ambientais e sociais advindos de investimentos que necessariamente teriam que ser realizados caso não houvesse acesso.

Por fim, vale destacar que, conforme será mais bem detalhado na Seção XII, as alternativas escolhidas levaram em conta, além das melhores opções identificadas na análise multicritério, a aderência legal dessas opções em relação à Nova Lei do Gás.

XII. METODOLOGIA DE AIR PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

A necessidade de realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é estabelecida tanto na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a “Lei das Agências”, como na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, a “Lei de Liberdade Econômica”, respectivamente nos artigos 6º e 5º desses instrumentos legais, a seguir reproduzidos.

“Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019

(...)

Art. 6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo.

§ 1º Regulamento disporá sobre o conteúdo e a metodologia da AIR, sobre os quesitos mínimos a serem objeto de exame, bem como sobre os casos em que será obrigatória sua realização e aqueles em que poderá ser dispensada.

§ 2º O regimento interno de cada agência disporá sobre a operacionalização da AIR em seu âmbito.

§ 3º O conselho diretor ou a diretoria colegiada manifestar-se-á, em relação ao relatório de AIR, sobre a adequação da proposta de ato normativo aos objetivos pretendidos, indicando se os impactos estimados recomendam sua adoção, e, quando for o caso, quais os complementos necessários.

§ 4º A manifestação de que trata o § 3º integrará, juntamente com o relatório de AIR, a documentação a ser disponibilizada aos interessados para a realização de consulta ou de audiência pública, caso o conselho diretor ou a diretoria colegiada decida pela continuidade do procedimento administrativo.

§ 5º Nos casos em que não for realizada a AIR, deverá ser disponibilizada, no mínimo, nota técnica ou documento equivalente que tenha fundamentado a proposta de decisão.

Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019

(...)

CAPÍTULO IV

DA ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Art. 5º As propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal, incluídas as autarquias e as fundações públicas, serão precedidas da realização de análise de impacto regulatório, que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico.

Parágrafo único. Regulamento disporá sobre a data de início da exigência de que trata o caput deste artigo e sobre o conteúdo, a metodologia da análise de impacto regulatório, os quesitos mínimos a serem objeto de exame, as hipóteses em que será obrigatória sua realização e as hipóteses em que poderá ser dispensada.”

Ambos os artigos foram regulamentados por meio do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, cujo art. 7º, a seguir transcrito, determina quais metodologias específicas podem ser adotadas para aferição da razoabilidade do impacto econômico.

“Decreto 10.411, de 30 de junho de 2020

Art. 7º Na elaboração da AIR, será adotada uma das seguintes metodologias específicas para aferição da razoabilidade do impacto econômico, de que trata o art. 5º da Lei nº 13.874, de 2019:

I - análise multicritério;

II - análise de custo-benefício;

III - análise de custo-efetividade;

IV - análise de custo;

V - análise de risco; ou

VI - análise risco-risco.

§ 1º A escolha da metodologia específica de que trata o caput deverá ser justificada e apresentar o comparativo entre as alternativas sugeridas.

§ 2º O órgão ou a entidade competente poderá escolher outra metodologia além daquelas mencionadas no caput, desde que justifique tratar-se da metodologia mais adequada para a resolução do caso concreto.”

Para fins da AIR de que trata o presente caso concreto, relativo à regulamentação do acesso negociado e não discriminatório a gasodutos de escoamento da produção, unidades de processamento ou tratamento de gás natural e terminais de GNL, de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134/2021, foi adotada a análise multicritério (inciso I do art. 7º do Decreto nº 10.411/2020), considerada adequada devido ao ineditismo da regulamentação no Brasil e à consequente escassez de dados que permitissem outras avaliações, tais como a metodologia custo-benefício. Além disso, a metodologia multicritério foi considerada adequada por permitir comparações consistentes entre critérios e alternativas levadas em conta para solução do problema regulatório identificado, conforme destacado na subseção a seguir.

XII.1. Análise Multicritério: o Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP)

A análise multicritério adotada foi a metodologia de decisão multicritério conhecida como Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP), desenvolvida por Saaty (1991), que se baseia em medições relativas, para fins de avaliação da priorização de critérios e alternativas que levarão à resolução de um determinado objetivo.

A teoria da análise hierárquica trazida por Thomas Saaty é a redução o estudo de sistemas a uma sequência de comparações aos pares. O *Decision Support Systems Glossary* (DSS, 2006) define o método AHP como uma aproximação para tomada de decisão que envolve estruturação de multicritérios de escolha numa hierarquia. O método avalia a importância relativa desses critérios, compara alternativas para cada critério, e determina um ranking total das alternativas” (PUC, 2023).

Assim, para aplicação da metodologia, primeiramente é definido o objetivo a ser alcançado. Como a metodologia prevê a solução hierarquizada de problemas, em seguida são estabelecidos os critérios necessários para a solução do problema regulatório, os quais são priorizados a partir do julgamento entre os critérios, tomando-se como referência a escala de importância fundamental de Saaty, reproduzida na Tabela 5.

Tabela 5 - Comparações das relevâncias entre critérios ou alternativas do AHP

Valor da importância	Valor	Recíproca*	Explicação
Igual (indiferente)	1	1	Os dois critérios ou alternativas contribuem igualmente para o objetivo.
Valor intermediário	2	1/2	Valor intermediário entre importância igual e moderada.
Moderada	3	1/3	A experiência e/ou o julgamento favorecem moderadamente um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	4	1/4	Valor intermediário entre importância moderada e importância maior.
Mais importante	5	1/5	A experiência e/ou o julgamento favorecem mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	6	1/6	Valor intermediário entre importância maior e importância muito maior.
Muito mais importante	7	1/7	A experiência e/ou o julgamento favorecem muito mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	8	1/8	Valor intermediário entre importância muito maior e importância extremamente muito maior.
Extremamente mais importante	9	1/9	A experiência e/ou o julgamento favorecem absolutamente mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.

*Se o critério ou alternativa *i* recebe um determinado valor quando comparado com o critério ou alternativa *j*, então *j* tem o valor inverso quando comparado com *i*.

Fonte: Adaptado de Saaty (1991).

O julgamento é realizado entre “n” critérios ou “n” alternativas, em uma matriz de “n” colunas e “n” linhas, gerando uma série de comparações cuja magnitude é dada pela escala de importância fundamental de Saaty (Tabela 5). A Figura 36 ilustra um exemplo de matriz com a

indicação dos julgamentos necessários, cuja diagonal é sempre igual a 1, uma vez que corresponde à comparação entre critérios ou alternativas idênticas. A parte superior da matriz, indicada em negrito, corresponde ao campo onde ocorrem os julgamentos entre critério/alternativa n_i e n_j . Já a parte inferior é a recíproca dos julgamentos realizados na parte superior. Ou seja, se o julgamento da importância relativa entre o critério i e j é “a”, sendo “a” correspondente a um valor constante na escala fundamental de Saaty, o julgamento entre o critério “j” e “i” necessariamente deverá ser igual a “1/a”.

Figura 36- Matriz de julgamento entre n critérios/alternativas, em que os valores “a”, “b” e “c” pertencem à escala fundamental de Saaty

	n_1	n_2	n_3	...	n_j
n_1	1	a	b	...	c
n_2	1/a	1
n_3	1/b	...	1
...	1	...
n_i	1/c	1

Após os julgamentos, seja para comparar critérios ou para comparar alternativas, é necessário realizar a avaliação da consistência entre os julgamentos, uma vez que, conforme ANAC (2019), dificilmente um tomador de decisão consegue fazer comparações de pares perfeitamente consistentes. Assim, a metodologia proposta por Saaty (1991) contempla o cálculo da Razão de Consistência (RC), definida pela equação 1 a seguir (ANAC, 2019; PUC, 2023).

Equação 1:
$$RC = \left(\frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \right) / IR$$
, em que:

- RC = Razão de Consistência
- λ_{max} = (soma ponderada do vetor)/(peso do vetor)
- n = ordem da matriz
- IR = Índice Randômico de Consistência

O Índice Randômico de Consistência (IR) varia com a ordem (n) da matriz e é dado pela Tabela 6 a seguir (Saaty, 1991, apud. ANAC, 2019). De acordo com a metodologia proposta por Saaty, se a consistência dos julgamentos for superior a 10%, devem ser realizados novos julgamentos. Se mesmo assim o nível de consistência se mantiver superior a esse patamar, a metodologia AHP não poderá ser utilizada.

Tabela 6 - Índice Randômico Médio do AHP em função do tamanho (ordem n) da matriz

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
IR	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Fonte: Adaptado de Saaty (1991) e ANAC (2019).

XII.2. Aplicação da Metodologia AHP para a Escolha das Alternativas Regulatórias por Tema

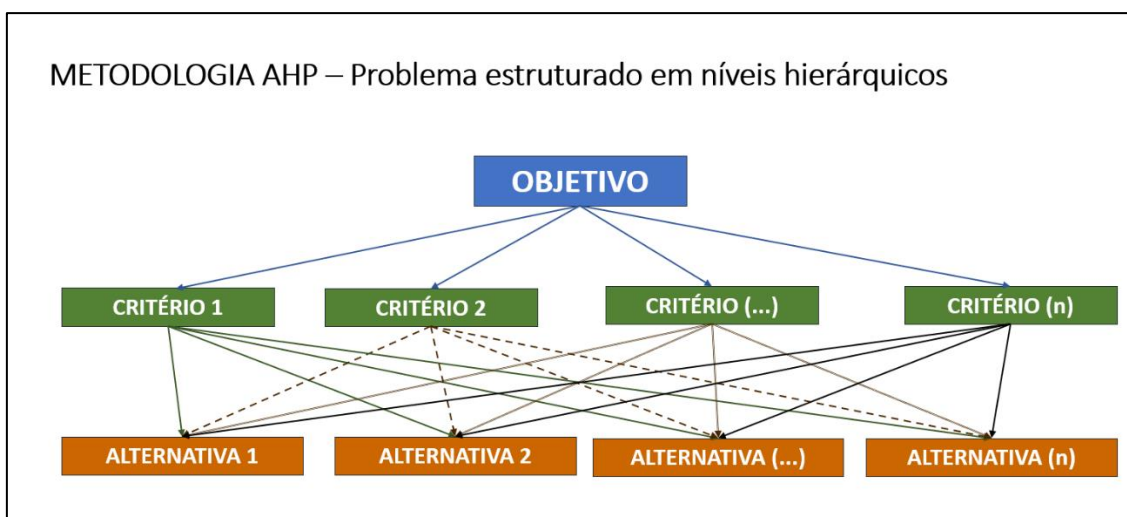
No caso em tela, o objetivo é o problema regulatório identificado e descrito nas Seções II e VI, que consiste em assegurar o acesso negociado e não discriminatório aos gasodutos de

escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, conforme artigo 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

Tendo em vista o objetivo regulatório e a adoção da metodologia multicritério AHP, o problema foi estruturado conforme o esquema retratado na Figura 37, em que são definidos critérios formulados com o objetivo de solucionar o problema regulatório. Assim, a aplicação do método se deu nas seguintes etapas:

1. Primeiramente, foi determinada a importância relativa entre os critérios de forma a identificar em que grau cada um deles, em relação a um outro, contribui para a solução do problema regulatório (ou contribui para atingir o objetivo regulatório). Dessa forma, atribuiu-se a cada par de critérios um valor da escala fundamental de Saaty correspondente ao grau de importância relativa estimado ou julgado. A consistência dos julgamentos foi estimada com base na Equação 1;
2. Em seguida, foram formuladas alternativas regulatórias e foi realizado o julgamento da importância relativa entre as alternativas, levando-se em conta cada um dos critérios estabelecidos, sempre com o objetivo de solucionar o problema regulatório identificado.

Figura 37 - Estruturação do problema (objetivo) regulatório a ser solucionado por meio da metodologia AHP, a partir do julgamento entre critérios e alternativas regulatórias.



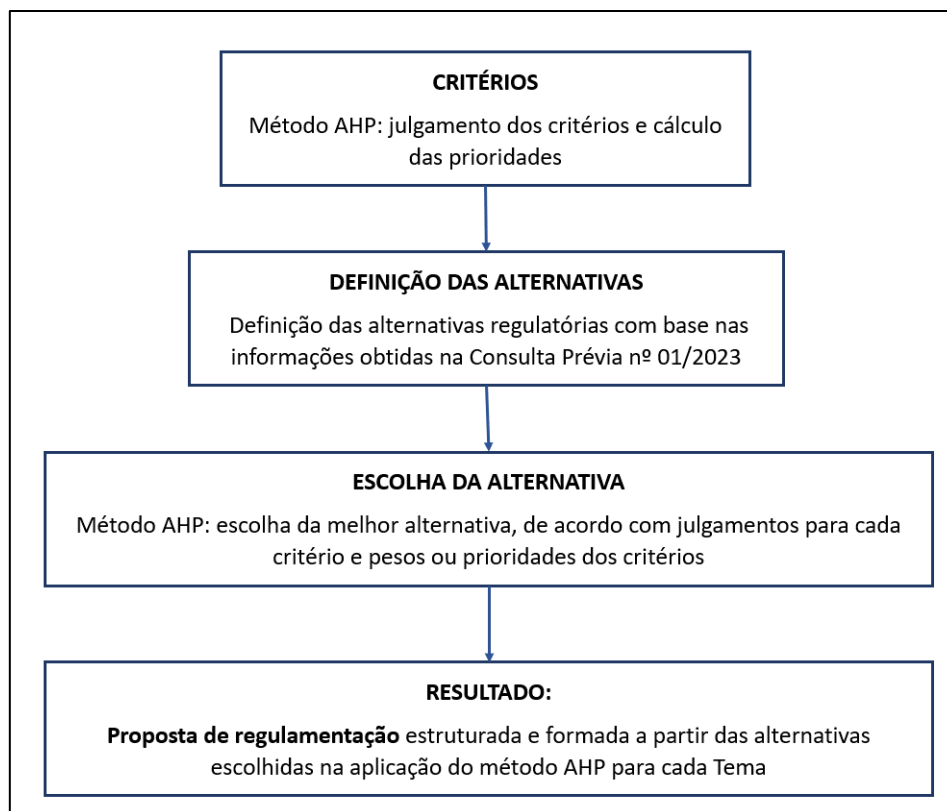
Fonte: Elaboração própria.

Especificamente para a regulamentação do acesso, tendo em vista as contribuições recebidas na Consulta Prévia nº 01/2023 bem como o teor da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022, o GT optou por aplicar o método AHP para cada um dos temas suscitados nos supracitados documentos ou processos de participação social, a fim de definir como cada um desses temas será tratado na regulamentação a ser editada. Os temas em que foi aplicada a metodologia AHP foram os seguintes:

1. Tema 1: Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado;
2. Tema 2: Preferência do Proprietário;
3. Tema 3: Negociação;
4. Tema 4: Resolução de Conflitos;
5. Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso;
6. Tema 6: Disponibilização de Informações;
7. Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade.

Dessa forma, a partir de um conjunto de critérios estabelecidos, para cada tema supracitado, foi definido um conjunto de alternativas regulatórias e, com a ajuda da metodologia AHP, para cada tema, foi escolhida uma alternativa regulatória que corresponde à melhor maneira de a regulação tratar aquele tema a fim de solucionar o objetivo regulatório identificado, de acordo com a metodologia aplicada. A Figura 38, a seguir, apresenta de forma esquemática a maneira pela qual foi conduzida a aplicação da metodologia multicritério AHP para cada um dos temas anteriormente apresentados:

Figura 38 - Processo de aplicação do método AHP por tema para construção da regulamentação.



Fonte: Elaboração própria.

A partir do objetivo a ser alcançado, a equipe do Grupo Técnico (GT) da ANP para a regulamentação do acesso de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás, tendo em vista a primeira etapa supracitada, definiu cinco critérios a serem levados em consideração para avaliação da regulamentação. São eles:

- **Critério 1 – Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessária a promoção da concorrência entre os agentes, que passa pela maximização do uso das capacidades existentes de gasodutos de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminais de GNL. Quanto maior a otimização do uso das infraestruturas existentes, melhor para a solução do problema regulatório identificado.
- **Critério 2 – Incentivo ao investimento em capacidades:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que haja investimentos que contribuam para a ampliação da capacidade de infraestruturas existentes ou para a implantação de novos gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL.

Quanto maior o incentivo ao investimento, melhor para a solução do problema regulatório identificado.

- **Critério 3 – Transparência e não discriminação:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que haja transparência das estruturas societárias, condições de negociação, características das instalações e dos interessados no uso dessas instalações, real utilização das capacidades, dentre outras informações, necessárias para que o acesso ocorra em bases não discriminatórias. Quanto maior a transparência e a não discriminação, melhor para a solução do problema regulatório identificado.
- **Critério 4 – Custo regulatório para o agente regulado:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o agente regulado seja o menor possível.
- **Critério 5 – Custo administrativo para o órgão regulador:** acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o órgão regulador seja o menor possível.

Após a definição desses cinco critérios, o GT procedeu ao julgamento e definição das importâncias relativas entre eles e os debates levaram aos resultados destacados na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 - Julgamento da importância relativa dos critérios

Critérios	Critério 1: Promoção da Concorrência Otimização do uso	Critério 2: Incentivo ao Investimento	Critério 3: Transparência e não discriminação	Critério 4: Custo reg. agente	Critério 5: Custo adm. regulador
Critério 1: Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes	1	3	1	5	3
Critério 2: Incentivo ao Investimento	1/3	1	1/3	3	2
Critério 3: Transparência e não discriminação	1	3	1	5	3
Critério 4: Custo regulatório para o agente	1/5	1/3	1/5	1	1/3
Critério 5: Custo administrativo para o órgão regulador	1/3	1/2	1/3	3	1

Dessa forma, o Critério 1 foi considerado **moderadamente mais importante** que o Critério 2 para atingir o objetivo regulatório, que consiste na garantia do acesso às infraestruturas essenciais, ou seja, é **moderadamente mais importante** otimizar o uso da infraestrutura existente que incentivar investimentos em novas infraestruturas para assegurar o acesso não discriminatório e negociado a gasodutos de escoamento, unidades de processamento ou tratamento de gás natural e terminais de GNL. Já os critérios 1 e 3 foram considerados de **importância idêntica** entre si. O Critério 1 foi considerado **mais importante** que o Critério 4 e o Critério 1 foi considerado de **importância moderadamente superior** ao Critério 5. O Critério 2 foi considerado **moderadamente menos importante** que o Critério 3, **moderadamente mais importante** que o Critério 4 e de **importância levemente distinta** em relação ao Critério 5. O Critério 3, relativo à transparência, foi considerado de **importância moderadamente superior** ao Critério 2, **mais importante** que o Critério 4 e **moderadamente mais importante** que o Critério 5. O Critério 4, por sua vez, foi considerado **moderadamente**

menos importante que o Critério 5. Por fim, a diagonal inferior da matriz representada na Tabela 7 corresponde à recíproca dos julgamentos supracitados, indicados na diagonal superior.

Os julgamentos realizados geraram a priorização indicada na Tabela 8. A razão de consistência obtida foi de 2,58%.

Tabela 8 - Prioridades calculadas para os Critérios.

Critério	Prioridade
Critério 1: Promoção da Concorrência por meio da Otimização do Uso da Infraestrutura	0,339
Critério 2: Incentivo ao Investimento	0,150
Critério 3: Transparência e não discriminação	0,339
Critério 4: Custo regulatório para agente	0,055
Critério 5: Custo administrativo para regulador	0,116

Assim, o Critério 1, relativo à promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura, teve prioridade calculada correspondente a 33,9%, a mesma prioridade calculada para o Critério 3, que trata da transparência e não discriminação, sendo, desta forma, os critérios considerados mais relevantes para a resolução do problema regulatório identificado. O Critério 2, relativo ao incentivo ao investimento em capacidades, vem na sequência, com 15% de prioridade, seguido pelo Critério 4, referente ao custo administrativo para o regulador, com 11,6%. Por fim, o custo para o agente regulado, Critério 5, apresentou prioridade de 5,5%.

Após a determinação das prioridades dos critérios, procedeu-se à aplicação da metodologia de análise multicritério AHP para cada tema, conforme subseções a seguir.

XII.2.1. Tema 1: Desverticalização ou Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado

As alternativas possíveis para a regulação do acesso às infraestruturas essenciais operadas por agentes verticalizados estão presentes em diversos normativos nacionais e internacionais para diferentes infraestruturas do setor de gás natural.

A Diretiva nº 2009/73/CE da União Europeia, por exemplo, trata da separação de propriedade entre operadores de redes de transporte e de armazenamento em diversos de seus dispositivos, sendo os mais notáveis os arts. 9º e 15. O primeiro trata da separação entre as redes de transporte e os operadores das redes de transporte, ao passo que o segundo abrange a separação dos proprietários das redes de transporte e dos operadores das redes de armazenamento. O Artigo 9º exige que uma mesma pessoa jurídica não seja autorizada a exercer controle sobre uma empresa de produção ou comercialização e o controle sobre um operador de rede de transporte ou de rede de armazenamento. No art. 15º, a diretiva determina que os proprietários das redes de transporte para as quais tenha sido nomeado um operador de rede independente e os operadores de redes de armazenamento, que fizerem parte de empresas verticalmente integradas, devem ser independentes, pelo menos em termos de forma jurídica, organização e tomada de decisões, de outras atividades não relacionadas com o transporte, distribuição e armazenamento (art. 15, item 1). Além das regras desses dispositivos, a Diretiva nº 2009/73/CE manifesta, logo em seu art. 6º considerando, que “sem a separação efetiva entre as redes e as atividades de produção e de comercialização (separação efetiva), há um risco de discriminação, não só na exploração da rede, mas também no incentivo às empresas

verticalmente integradas para investirem adequadamente nas suas redes”. Vale recordar que “rede” é definida por esta mesma diretiva como “qualquer rede de transporte ou distribuição, instalação de GNL e/ou instalação de armazenamento pertencente ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo os sistemas de armazenamento na rede (*linepack*) e as instalações prestadoras de serviços auxiliares, bem como as das empresas coligadas, necessárias para garantir o acesso ao transporte, à distribuição e ao GNL” (art. 2º, 13).

A Diretiva nº 2009/73/CE também traz disposições referentes à separação contábil, especialmente em seu art. 31, do qual merece menção o item 3, que determina que as empresas de gás natural devem manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para cada uma das suas atividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento, a fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência.

Já na Nova Lei do Gás brasileira, a separação entre atividades concorrenciais e o transporte de gás por gasoduto é consagrada no art. 5º, *caput* e parágrafos 1º a 4º, reproduzidos a seguir, que estabelecem que o transportador de gás natural por gasodutos deve ser independente e autônomo em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás.

Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021

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.

§ 2º É vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrenciais sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador.

§ 3º A empresa ou o consórcio de empresas que tenham obtido autorização para o exercício da atividade de transporte de gás natural até a data de publicação desta Lei e não atendam aos requisitos e critérios de independência estabelecidos no caput e nos §§ 1º e 2º deste artigo terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP, nos termos de sua regulação, no prazo de até 3 (três) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 2 (dois) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último.

§ 4º A certificação de independência de que trata o § 3º deste artigo terá validade máxima até 4 de março de 2039.

Ainda no arcabouço legal nacional, tem-se também os dispositivos da Lei nº 9478, de 1997, a “Lei do Petróleo”, que especificamente para a Petrobras determinou, em seu art. 65, que a empresa constituísse uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a

outras empresas. Assim, para instalações de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, a Lei estabeleceu não apenas uma separação contábil, mas a separação jurídica.

Por fim, vale mencionar que o arcabouço regulatório nacional contempla também a exigência de requisitos adicionais para operadores verticalizados, como atesta a Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022. Em sua Seção II, art. 27, a norma para a regulamentação do acesso a terminais aquaviários para a movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis, apresenta obrigações específicas para essa categoria de agente, que predominantemente se referem a divulgação e atualização de uma série de dados em seus sítios eletrônicos. A Resolução ANP nº 881, de 2022, também dedica seção específica para a desverticalização, na qual estabelece, além de restrições quanto à compra e venda de produtos, que o operador deve possuir constituição societária cujo objeto principal seja a operação logística de terminais (art. 28, § 1º).

Assim, em relação ao tema desverticalização, foram definidas quatro possíveis alternativas regulatórias para lidar com o problema regulatório identificado. Tais alternativas, debatidas em reuniões do GT, foram as seguintes:

- **Alternativa I – Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura:** de acordo com esta alternativa, o regulador demanda que o agente regulado possua uma estrutura societária ou organizacional que efetivamente separe as atividades de operação das infraestruturas de outros elos concorrenciais da cadeia de gás natural;
- **Alternativa II – Exigência de separação contábil da atividade:** de acordo com esta alternativa, o regulador demanda as atividades de escoamento, processamento e operação de terminais de GNL possuem contabilidade separada das demais atividades conduzidas pelo agente regulado;
- **Alternativa III – Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais:** de acordo com esta alternativa, o regulador permite que exista qualquer estrutura societária, sendo as exigências iguais para todos os agentes, independentemente das relações societárias que possuem. A liberdade de ação conferida por esta alternativa faz com que ela seja equivalente à opção de “não regular”;
- **Alternativa IV – Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados:** de acordo com esta alternativa, o regulador permite que exista qualquer estrutura societária, mas determina exigências adicionais específicas (por exemplo, informações adicionais a serem prestadas ou publicadas, dentre outras exigências) para aqueles agentes verticalmente integrados.

As alternativas supramencionadas também foram advindas da categorização percebida para os comentários recebidos no âmbito da Consulta Prévia nº 1/2023, em que foram apresentados comentários variados relativos ao nível de separação desejável pelos que se manifestaram no âmbito do mencionado processo de participação social (Anexo A).

Após a definição das quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada critério e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, e os resultados relativos à priorização das alternativas para cada critério se encontram na Seção B.1 do Anexo B. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 1: Desverticalização” se encontra na Tabela 9.

Tabela 9 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 1:
Desverticalização

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	0,474
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	0,183
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	0,166
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	0,176

Assim, inicialmente a Alternativa I foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 47,4% da priorização, seguida pelas Alternativas II, IV e III, respectivamente com priorizações iguais a 18,3%, 17,6% e 16,6%.

Por fim, foi realizada uma avaliação da adequação dessa Alternativa I aos dispositivos legais vigentes, especificamente a Lei nº 14.134/2021 e o Decreto nº 10.712/2021. Como não há comando legal que permita o estabelecimento da separação de que trata a Alternativa I, ela foi descartada. Dessa forma, as alternativas escolhidas foram as **Alternativas II e IV, que se referem respectivamente à instituição de separação contábil e ao estabelecimento de exigências adicionais para o agente verticalmente integrado**. Tais alternativas apresentaram prioridades semelhantes, conforme indicado acima.

XII.2.2. Tema 2: Preferência do Proprietário

Conforme já exposto, a preferência do proprietário não é uma novidade no setor de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, uma vez que o § 2º do art. 58 da Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo") já estabelecia que seria devida preferência para movimentação dos seus próprios produtos, aos proprietários de dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte. A preferência do petróleo para as infraestruturas essenciais de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento de gás natural e terminais de GNL) surgiu somente com a edição da Nova Lei do Gás, em seu art. 28, objeto da regulamentação de que trata a Ação 2.12. Não obstante, no âmbito das instalações de movimentação de líquidos, ela já se fazia presente desde as primeiras regulamentações expedidas pela ANP para o tema. Atualmente, duas normas da Agência tratam especificamente da preferência do proprietário: a Resolução ANP nº 35, de 13 de novembro de 2012, que regulamenta o uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, existentes ou a serem construídos, de extensão superior a 15 (quinze) km, e a já citada Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022, que estabelece critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis.

Ambas as normas possuem definições semelhantes para a preferência do proprietário, conforme transcrito a seguir.

Resolução ANP nº 35, de 2012

Art. 2º. Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

XVIII - Preferência do Proprietário: volume mensal de Produtos, entre Pontos de Recepção e de Entrega, que é garantido ao Carregador Proprietário da Instalação de Transporte para a movimentação de seus próprios Produtos.

Resolução ANP nº 881, de 2022

Art. 2º. Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

XXII - preferência do proprietário: volume mensal máximo de movimentação de produto regulado que o carregador proprietário tem direito a contratar, junto ao operador, para movimentação de seus próprios produtos, expressa em metros cúbicos por mês (m³/mês);

Porém, no que tange à revisão da preferência do proprietário, há algumas diferenças importantes entre a resolução que trata do acesso a oleodutos longos de transporte e a norma que abrange o acesso a terminais aquaviários de líquidos.

De acordo com a Resolução ANP nº 35/2012, após os 10 anos iniciais de operação de uma instalação dutoviária de transporte, período em que a preferência do proprietário é igual à capacidade operacional do oleoduto, a ANP revisa a preferência do proprietário a cada 5 anos a partir da solicitação formulada pelo transportador. Além do volume solicitado pelo operador, nos termos dos artigos 10 e 11, são consideradas para a revisão as movimentações mensais observadas nos 3 anos anteriores à data de revisão da preferência, além da necessidade de integração de refinarias e terminais do carregador proprietário e efeitos sazonais sobre a movimentação de produtos do carregador proprietário. Neste regulamento, não há indicações explícitas da obrigatoriedade de o volume necessariamente ser mantido ou reduzido entre revisões de preferência do proprietário subsequentes.

Já a Resolução ANP nº 881/2022, também estabelece que nos primeiros 10 anos de operação de um terminal, a preferência do proprietário tem valor igual à capacidade máxima da instalação. Já nas revisões quinquenais que ocorrem após esse período, a ANP, para definir a preferência do proprietário, deve considerar o menor valor dentre os seguintes, nos termos do parágrafo 3º do artigo 10: I - a movimentação média mensal do carregador proprietário nos trinta e seis meses anteriores ao fim do período de vigência, considerando as informações disponíveis na data da análise; II - o valor de preferência do proprietário solicitado pelo carregador proprietário para o novo período; e III - o valor da preferência do proprietário vigente. Dessa forma, de acordo com essa dinâmica, a preferência do proprietário necessariamente se mantém ou se reduz entre revisões de preferência do proprietário subsequentes.

Assim, em relação ao tema “preferência do proprietário, com base na experiência já vivenciada pela Agência na regulação do acesso negociado a instalações de transporte de líquidos, bem como na categorização percebida para os comentários recebidos no âmbito da Consulta Prévia nº 1/2023 (Anexo A), foram debatidas em reuniões do GT as alternativas possíveis para lidar com este tema na regulamentação do acesso não discriminatório e negociado de que trata o art. 28 da Nova Lei do Gás. As alternativas foram as seguintes:

Em relação ao segundo tema debatido, referente à preferência do proprietário, foram definidas quatro possíveis alternativas regulatórias para lidar com o problema regulatório identificado. As alternativas foram as seguintes:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** caso em que nenhuma ação regulatória é colocada no regulamento a ser editado;

- **Alternativa II – Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer:** nesta alternativa a ANP define o período de revisão e define o valor da preferência de acordo com critérios pré-estabelecidos, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%);
- **Alternativa III – Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer:** nesta alternativa a ANP define o período de revisão e define o valor da preferência de acordo com critérios pré-estabelecidos, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%); e
- **Alternativa IV – Preferência do Proprietário revisada a critério do operador:** nesta alternativa o operador da instalação define o prazo de revisão, segundo suas necessidades. Neste caso, a ANP tão somente estabeleceria um prazo máximo para isso ocorrer (por exemplo, em no máximo dez anos), ao passo que o operador realiza e a ANP supervisionaria, com período de transição para novas instalações (por exemplo, capacidade 100%).

Após a definição dessas quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada critérios e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção A.2 do Anexo A. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 2: Preferência do Proprietário” se encontra na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 2: Preferência do Proprietário

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,219
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	0,270
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	0,320
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	0,190

Assim, a **Alternativa III foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 32,0 % da priorização, seguida pelas Alternativas II, I e IV respectivamente com priorizações iguais a 27%, 21,9% e 19%.

XII.2.3. Tema 3: Negociação

Em relação ao tema “Negociação”, que trata dos procedimentos que podem vir a ser adotados para auxiliar a negociação de acesso entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadoras das infraestruturas de gás natural, as alternativas regulatórias avaliadas se fundamentam principalmente na experiência internacional e em contribuições recebidas no âmbito da Consulta Prévia nº 1/2023.

Uma das principais questões relativas ao tema é a determinação ou não de um prazo máximo para a conclusão das negociações. A este respeito, a ANP, por meio da Consulta Prévia nº 1/2023, questionou os agentes do mercado acerca do prazo considerado razoável para a negociação de acesso de cada uma das infraestruturas de gás natural (Questão 9 do Formulário da Consulta Prévia). As respostas dos agentes se encontram sumarizadas na Tabela A.9 do Anexo A, por meio da qual 35% dos respondentes opinaram que não deveria haver qualquer data ou prazo pré-estabelecido, enquanto 50% foram favoráveis ao estabelecimento de prazo para as negociações.

De maneira a refletir o entendimento de parte dos participantes da citada consulta prévia, a Alternativa I representa a opção de negociação entre as partes sem prazo ou procedimentos pré-estabelecidos. Essa seria a alternativa mais similar à opção de manutenção das condições de negociação existentes antes da publicação da Nova Lei do Gás, quando o acesso às infraestruturas essenciais de gás natural não era obrigatório. Mesmo não obrigatórias, as negociações de acesso ocorreriam em ativos de escoamento e processamento controlados pela Petrobras por força do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado em 9 de julho de 2019 entre a Petrobras e o CADE (ver Subseção III.4). Contudo, o TCC não trouxe qualquer determinação além de que as negociações fossem feitas de boa-fé e de maneira não discriminatória (a Subseção III.5 traz os exemplos de casos de acesso neste contexto).

A previsão do estabelecimento de prazo e condições para as negociações por parte da ANP encontra-se no § 1º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021, rememorado a seguir:

“Art. 16. 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 se dará de forma transparente.

§ 1º A regulação da ANP poderá estabelecer prazos e condições para a negociação do acesso de que trata o caput, inclusive em relação às cláusulas de confidencialidade, observada a comunicação tempestiva à referida Agência sobre o início das tratativas e a ocorrência de controvérsia.

(...)” (Grifos nossos).

É preciso notar que o § 1º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021 tão somente dispõe que a ANP tem o poder de estabelecer o prazo e os procedimentos da negociação, sem trazer a determinação que a Agência obrigatoriamente o faça, de onde surge a possibilidade de prever, por exemplo, que estes sejam definidos pelas partes (Alternativa II) ou que a ANP o faça, mas com graus distintos de supervisão do processo de negociação (Alternativas III e IV). O estabelecimento de prazos para as negociações pelos próprios agentes em comum acordo, ou pela ANP, é condizente com a opinião da metade dos respondentes da Consulta Pública nº 1/2023, conforme mencionado anteriormente.

Ressalta-se que a Alternativa I, que dentre as alternativas equivaleria à opção “não regulamentar”, não se configura, na prática, como *status quo*, uma vez que o inciso V do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022 estabelece que “(...) as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP.” Ou seja, enquanto permanecer vigente a Resolução CNPE nº 3/2022 e na ausência de edição de ato normativo por parte da Agência, atualmente o prazo máximo para a conclusão das negociações é de seis meses.

Como mencionado, a Alternativa II representa a opção de autorregulação pelos agentes, na medida em que condição única para a realização das negociações é que as partes, em comum acordo, definam o prazo de conclusão e os seus procedimentos. Tal alternativa difere da Alternativa I na medida em que as negociações não devem transcorrer *sine die*, ou seja, elas devem ter prazo de conclusão constante de um documento celebrando pelas partes (por

exemplo, um Plano de Negociação ou um *Non Disclosure Agreement*), o qual deve ser estabelecido tão logo a solicitação de acesso seja aceita pelo proprietário ou operador da instalação. Na Alternativa II, a ANP não tem a atribuição de estabelecer um prazo máximo para a conclusão do negócio, assim como não define as etapas da negociação, tão somente é informada do seu início e da conclusão do acordo, ou da ocorrência de desacordo.

A Alternativa III é opção na qual a ANP estabelece tanto um prazo máximo quanto as diretrizes para as negociações entre os agentes. Esta alternativa se baseia na experiência internacional, como no caso da Dinamarca (ver Subseção X.1.4), onde é estipulado em ato normativo um prazo de 6 (seis) meses para conclusão das negociações, conforme a Seção 10 da Ordem Executiva nº 805/2019¹¹¹. Nesta alternativa, a ANP estipularia um prazo para a elaboração de um Plano de Negociação, o qual deve conter um prazo para a conclusão para a negociação, dentro de um período máximo estabelecido pela Agência, com a possibilidade que ele seja maior, se devidamente justificado, em razão da complexidade do processo de negociação e dos ativos envolvidos.

O prazo padrão de seis meses para a conclusão das negociações também consta do ICOP¹¹², documento de adesão voluntária que orienta as negociações de acesso na UKCS, elaborado com a consultoria do Governo Britânico¹¹³ (ver Subseção X.1.2). Salienta-se que o prazo de seis meses para a conclusão das negociações, além de ser aquele atualmente aplicável no Brasil, por orientação do inciso V do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022, foi indicado por diversos agentes na Consulta Pública nº 1/2023 como aquele a ser adotado na futura regulamentação ao acesso de terceiros às instalações essenciais (ver Anexo A).

Já a Alternativa IV difere-se da Alternativa III na medida que prevê a supervisão por parte da ANP do processo de negociação, por meio do acompanhamento das etapas e do cumprimento do Plano de Negociação elaborado pelas partes e encaminhado para o regulador. Esta opção é inspirada no caso britânico, conforme disposto no *ICOP Guidance Notes*, nas suas Seções 2.4¹¹⁴ e 3.4¹¹⁵, onde há a previsão de um acompanhamento do andamento das negociações em torno do

¹¹¹ “10.(1) If the owner and the user decide to open negotiations about the use of a facility, they must as soon as possible agree on a plan for such negotiations, including a time limit for their conclusion, see subsection (2). A negotiation plan should be available one month after the owner and the user have decided to open negotiations. (2) The user and the owner shall ensure that negotiations about the use of the facility are concluded no later than six months from the date on which the negotiation plan was submitted to the Danish Energy Agency, unless otherwise agreed in the negotiation plan.”

¹¹² “The appropriate time to submit the ARN should be determined by the bona fide enquirer – when they have chosen their export route and have sufficient technical, cost and economic understanding to have reasonable confidence in completing the negotiation within a set period. The default set period is 6 months, but this can be adjusted to suit the specific circumstances. Where there are concurrent negotiations being carried out for different sections of the export route, for example because they are in different ownership, a separate ARN should be raised for each.” (ICOP, 2017, p. 16). (Grifos nossos)

¹¹³ “This Code was developed by Oil & Gas UK in consultation with a wide range of parties including the relevant regulator – currently the Oil and Gas Authority (OGA) but previously Government Departments DTI, BERR and DECC. It became effective in August 2004 and superseded the earlier Offshore Infrastructure Code of Practice dating from 1996. It was revised in 2012 and 2017 to reflect changes to legislation and to make general improvements.” (ICOPa, 2017, p. 5). (Grifos nossos)

¹¹⁴ “At four months after the ARN submission, a specific review with the operator’s CMF representative should be made of whether intervention is required to maintain the timetable. Intervention should take the form of escalation in the first place to the respective CMF representatives who will attempt to resolve the matter. Should this fail, the CMF representatives should escalate further to senior management in order to seek resolution. This process of escalation, if needed, is an extremely important part of the procedure. Infrastructure owners should make all possible effort to resolve issues constructively with Bona fide Enquirers.” (ICOP, 2017b, p. 11).

¹¹⁵ “At four months after the issue of the ARN, a specific review with the Bona fide Enquirer’s CMF representative should be made to consider whether intervention is required to maintain the timetable. Intervention should take the form of escalation in the first place to the respective CMF representatives who will attempt to resolve the matter. Should this fail, the CMF representatives should escalate further to senior management in order to seek resolution. This process of escalation, if needed, is an extremely important part of the procedure. Bona fide Enquirers should have made (and be seen to have made) all possible effort to resolve issues before making any application to the OGA.” (ICOP, 2017b, p. 19).

4º mês, com vistas à verificação quanto ao atendimento do prazo estabelecido. A importância desta opção é a prevenção ao máximo de que a solução de acesso se dê por meio da resolução de conflito por parte do agente regulador. Em outras palavras, essa alternativa busca garantir que as partes façam os maiores esforços possíveis para uma solução negociada, antes do eventual envolvimento da ANP na solução da controvérsia.

As alternativas acima discutidas podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos;**
- **Alternativa II – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes;**
- **Alternativa III – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP; e**
- **Alternativa IV – Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP.**

Após a definição dessas quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada um dos critérios e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção A.3 do Anexo A. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 3: Negociação” se encontra na Tabela 11.

Tabela 11 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 3: Negociação

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	0,188
Alternativa II: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	0,173
Alternativa III: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	0,259
Alternativa IV: Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	0,380

Assim, **a Alternativa IV foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 38,0% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 25,9%, 18,8% e 17,3%.

XII.2.4. Tema 4: Resolução de Conflitos

A fundamentação legal para ANP atuar na resolução de conflitos entre agentes regulados encontra-se no art. 20 da Lei nº 9.478 (“Lei do Petróleo”), de 6 de agosto de 1997, e a Seção IV do Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998:

“Lei nº 9.478/1977:

Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

Anexo I do Decreto nº 2.455/1998:

Seção IV

Da Solução de Divergências

Art. 19. A atuação da ANP, para a finalidade prevista no art. 20 da Lei nº 9.478, de 1997, será exercida, mediante conciliação ou arbitramento, de forma a:

I - dirimir as divergências entre os agentes econômicos e entre estes e os consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo;

II - resolver conflitos decorrentes da ação de regulação, contratação e fiscalização no âmbito da indústria do petróleo e da distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;

III - prevenir a ocorrência de divergências;

IV - proferir a decisão final no campo administrativo, com força determinativa, em caso de não entendimento entre as partes envolvidas;

V - utilizar os casos mediados como subsídios para a regulamentação.

Parágrafo único. O Regimento Interno da ANP definirá os procedimentos administrativos para os processos de conciliação e de arbitramento.” (Grifos nossos).

Os incisos do art. 19 do Anexo I do Decreto nº 2.455/1998, em certa medida, apresentam a forma e os princípios da atuação da ANP no processo de resolução de conflitos, com destaque para a prerrogativa da prevenção da ocorrência de divergências (inciso III) e no fato das decisões finais proferidas pela Agência pertencerem ao campo administrativo (inciso IV), diferentemente de uma sentença arbitral proferida com base no disposto na Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996, a qual “(...) produz, entre as partes e seus sucessores, os mesmos efeitos da sentença proferida pelos órgãos do Poder Judiciário e, sendo condenatória, constitui título executivo” (art. 31 da Lei nº 9.307/1996).

Por sua vez, o Regimento Interno atualmente vigente (Anexo I da Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2010) dispõe o seguinte em seu Capítulo IX acerca dos processos de conciliação e arbitramento, em atendimento ao parágrafo único do art. 19 do Anexo I do Decreto nº 2.455/1998:

“CAPÍTULO IX

DAS SESSÕES DE CONCILIAÇÃO E ARBITRAMENTO

Art. 49. A ANP, mediante conciliação e arbitramento, atuará de forma a:

I - dirimir eventuais divergências entre os agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores;

II - resolver conflitos decorrentes das atividades de regulação, contratação e fiscalização no âmbito geral da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

III - proferir decisão final, com força terminativa, caso não haja acordo entre as partes em conflito; e

IV - utilizar os casos já mediados pela Agência como precedentes para novas decisões e como subsídios para a eventual regulamentação do conflito resolvido.

Art. 50. As sessões deliberativas da Diretoria Colegiada que se destinem a resolver conflitos entre agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores de bens e serviços da indústria do petróleo serão sempre públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de obter a transcrição da reunião.

Parágrafo único. As sessões referidas neste artigo somente serão realizadas após a comprovação, pelas partes em conflito, de que esgotaram todos os meios viáveis para uma solução amigável da controvérsia.

Nota-se que o Regimento Interno da ANP não somente trata da forma de atuação da ANP (art. 49), reproduzindo os incisos I, II, IV e V do Anexo I do Decreto nº 2.455/1998, e das sessões deliberativas por parte da Diretoria Colegiada (art. 50), sem, contudo, se aprofundar nos aspectos procedimentais da resolução de conflito de uma forma geral.

Atualmente, só há procedimentos para a solução de controvérsias disciplinados no âmbito das atividades reguladas pela ANP por meio da Portaria ANP nº 254, de 11 de setembro de 2001, e da Resolução ANP nº 42, de 10 de dezembro de 2012, para os casos de controvérsias envolvendo o acesso de terceiros aos dutos de transporte e dos terminais marítimos de que trata o art. 58 da Lei nº 9.478/1997 e o compartilhamento de servidões administrativas e faixas de servidão de dutos de transferência, de transporte e de escoamento da produção reguladas pela ANP, respectivamente.

Outro ponto que merece destaque é a adoção do termo “conciliação” de maneira a identificar a opção para se chegar um acordo amigável entre as partes, mas sem fazer qualquer menção ao termo “mediação”, sendo ambos meios de solução consensual de conflito. A mediação com meio de solução de controvérsias encontra-se disciplinada na Lei nº 13.140, de 26 de junho de 2015, a qual abrange, também, a autocomposição no âmbito da administração pública, conforme seu art. 1º:

“Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a mediação como meio de solução de controvérsias entre particulares e sobre a autocomposição de conflitos no âmbito da administração pública.

Parágrafo único. Considera-se mediação a atividade técnica exercida por terceiro imparcial sem poder decisório, que, escolhido ou aceito pelas partes, as auxilia e estimula a identificar ou desenvolver soluções consensuais para a controvérsia.”

Um aspecto importante da Lei nº 13.140/2015 o que determina o seu art. 43:

“Art. 43. Os órgãos e entidades da administração pública poderão criar câmaras para a resolução de conflitos entre particulares, que versem sobre atividades por eles reguladas ou supervisionadas.”

Dessa forma, entende-se que a atividade de mediação também faz parte das atribuições das agências reguladoras, não se restringindo apenas à conciliação, como poderia parecer no caso da ANP. Ademais, percebe-se que os termos “conciliação” e “mediação” em diversas

ocasiões são utilizados de forma indistinta ou em conjunto na própria Lei nº 13.140/2015¹¹⁶, o que reforça o fato que tanto a mediação, quanto a conciliação, possam ser utilizados como meios de resolução de conflito nas situações em que envolvem agentes econômicos regulados pela Agência.

Já com relação à previsão legal de a ANP dirimir os conflitos de acesso às instalações essenciais, essa se encontra no § 4º do art. 28 da Nova Lei do Gás e no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021:

“Lei nº 14.134/2021:

Art. 28. (...)

§ 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.

Decreto nº 10.712/2021:

Art. 16. (...)

§ 2º Quando a negociação para obtenção dos serviços de que trata o caput não for concluída no prazo a ser definido na regulação, a ANP poderá atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.” (Grifos nossos).

Interessa reparar que a Nova Lei do Gás faculta às partes eleger outro meio de resolução de disputa legalmente admitido no Brasil, como por exemplo as câmaras privadas de mediação e conciliação, caso não optem pela intervenção da ANP no litígio. Ou seja, por ocasião da formalização da solicitação de acesso, terceiro interessado e o operador ou proprietário da instalação podem expressamente eleger uma entidade da escolha de ambos para tratar de eventuais soluções de controvérsia, caso contrário a ANP poderá ser invocada.

Outro elemento importante é a previsão constante no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021 da atuação de ofício por parte da ANP em caso de decurso de prazo das negociações para verificação de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsia entre as partes. A este respeito, a ANP, por meio da Consulta Prévia nº 1/2023, questionou os agentes do mercado quais outros elementos, além do prazo, seriam indicativos para a ação de ofício da ANP, para verificar existência de eventuais controvérsias entre as partes (Questão 18 do

¹¹⁶ “Art. 24. Os tribunais criarão centros judiciários de solução consensual de conflitos, responsáveis pela realização de sessões e audiências de conciliação e mediação, pré-processuais e processuais, e pelo desenvolvimento de programas destinados a auxiliar, orientar e estimular a autocomposição.

Parágrafo único. A composição e a organização do centro serão definidas pelo respectivo tribunal, observadas as normas do Conselho Nacional de Justiça.

(...)

Art. 36. No caso de conflitos que envolvam controvérsia jurídica entre órgãos ou entidades de direito público que integram a administração pública federal, a Advocacia-Geral da União deverá realizar composição extrajudicial do conflito, observados os procedimentos previstos em ato do Advogado-Geral da União.

(...)

§ 4º Nas hipóteses em que a matéria objeto do litígio esteja sendo discutida em ação de improbidade administrativa ou sobre ela haja decisão do Tribunal de Contas da União, a conciliação de que trata o caput dependerá da anuência expressa do juiz da causa ou do Ministro Relator.

(...)

Art. 41. A Escola Nacional de Mediação e Conciliação, no âmbito do Ministério da Justiça, poderá criar banco de dados sobre boas práticas em mediação, bem como manter relação de mediadores e de instituições de mediação.”

Formulário da Consulta Prévia). As respostas dos agentes se encontram sumarizadas na Tabela A.18 do Anexo A, por meio da qual verifica-se que 20% dos respondentes opinaram que a ANP deveria atuar somente após demanda fundamentada de uma das partes, 20% indicaram que a ANP só deveria atuar por decurso de prazo, enquanto 40% indicaram outros elementos relacionados ou não ao prazo (cronograma) das negociações.

Com base no exposto acima, e na experiência internacional, em especial do Reino Unido e da Austrália (ver Subseção X.3) foram eleitas as alternativas apresentadas a seguir.

A Alternativa I trata da opção de não regulamentação dos procedimentos de resolução de conflito, o que de certa forma corresponde a tratar cada caso de conflito com base apenas no disposto no art. 20 da Lei do Petróleo, no art. 19 do Anexo I do Decreto nº 2.455/1998 e no atual Regimento Interno da ANP, bem como aplicar, de forma subsidiária, as normas da ANP que tratam da resolução de conflito em outras atividades (Portaria ANP nº 254/2001 e na Resolução ANP nº 42/2012).

A Alternativa II representa a opção de regulamentar a resolução de conflitos por parte da ANP nos casos de acesso de terceiros às instalações essenciais de maneira similar ao observado na Portaria ANP nº 254/2001 e na Resolução ANP nº 42/2012, ou seja, com ênfase no arbitramento (ou arbitragem regulatória), sem definir os procedimentos para a atuação por representantes da Agência como mediadores ou conciliadores para a solução da controvérsia. Nesta alternativa presume-se que já foram esgotados todos os meios viáveis para uma solução amigável da controvérsia, seja pela via negocial, ou por meio de métodos de autocomposição. Em ambas as normas citadas, a única menção à conciliação ocorre como alternativa à continuidade do processo de arbitramento, no caso de acordo entre as partes durante o procedimento, não sendo uma etapa anterior, tampouco preferencial¹¹⁷.

Já na Alternativa III, a ANP atuaria na resolução de conflito, dando preferência à mediação ou à conciliação, anteriormente ao arbitramento. Esta alternativa está em linha com as experiências do Reino Unido (ver Subseção X.3.1) e da Austrália (ver Subseção X.3.2). Nos casos analisados, a ênfase encontra-se na prevenção ao conflito, por adoção de meios alternativos de resolução de conflito (*alternative dispute resolution* – ADR), os quais incluem melhoria da quantidade e qualidade das informações disponíveis ao público sobre os serviços oferecidos e a previsão da necessidade de mediação prévia, como no caso da Austrália, ou a adoção de códigos voluntários de práticas de acesso, como no caso britânico. Em ambas as experiências, o objetivo é que a resolução de conflitos pelo regulador seja a “última instância” no processo de negociação de acesso.

A Alternativa IV é aquela prevista no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021, na qual a ANP pode atuar de ofício caso o prazo de negociação se esgote, mesmo sem que qualquer uma das partes explicitamente se manifeste formalmente pela instauração de um processo de solução de controvérsia. Esta opção se baseia na Seção 83 da *Energy Act 2011*, do Reino Unido (ver Subseção X.3.1), e conforme o guia de resolução de conflitos da NSTA, o *NSTA Guide*, tal prerrogativa deve ser usada apenas em circunstâncias bem específicas, tais como quando se acredita que o usuário em potencial foi dissuadido de fazer uma solicitação por medo de contrariar o proprietário ou operador da infraestrutura, ou que qualquer parte esteja iniciando negociações sem qualquer intenção de chegar a uma conclusão¹¹⁸. Ao decidir usar essa prerrogativa, a NSTA deve não apenas estar convencida de que as partes tiveram tempo suficiente para chegar a um acordo, mas também estar convencida de que não há nenhuma perspectiva realista de fazê-lo.

¹¹⁷ Apesar do art. 26 da Resolução ANP nº 42/2012 fazer citar a necessidade de negociação ou tentativa de negociação anteriormente ao pedido de resolução de conflito, ele não faz menção à busca de uma solução por meio de mediação ou conciliação antes do requerimento de arbitramento pela ANP.

¹¹⁸ A NSTA indica em seu guia que a atuação por conta própria substituiria o direito de um usuário potencial fazer um pedido ao órgão quando julgar adequado.

As alternativas acima discutidas podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação;**
- **Alternativa II – Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes;**
- **Alternativa III – ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício; e**
- **Alternativa IV – ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021.**

Após a definição dessas quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada um dos critérios e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção A.4 do Anexo A. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 4: Resolução de Conflitos” se encontra na Tabela 12.

Tabela 12 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 4: Resolução de Conflitos

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,179
Alternativa II: Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	0,162
Alternativa III: ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	0,235
Alternativa IV: ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	0,424

Assim, a **Alternativa IV foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 42,4% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 23,5%, 17,9% e 16,2%.

XII.2.5. Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso

A fundamentação legal para a ANP estabelecer diretrizes para a elaboração dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso encontra-se no § 2º do art. 28 da Nova Lei do Gás:

“Art. 28. (...)”

§ 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.

(...)” (Grifos nossos).

Como discutido no item III.2 o Decreto 9.616/2018, já dispunha em seu artigo 62-A, que a ANP deveria editar ato normativo com as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais.

Contudo, a Nova Lei do Gás determinou de forma clara e objetiva o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados e estabeleceu que os proprietários das instalações têm a obrigação de, em conjunto com os terceiros interessados (inclusive com os usuários existentes), elaborar os códigos de conduta e prática de acesso às infraestruturas essenciais, com base nas boas práticas de indústria e nas diretrizes da ANP, tal como já preconizava o Decreto nº 9.616/2018, editado na esteira do Gás para Crescer.

Neste sentido, o Decreto nº 10.712/2021 aponta no *caput* do art. 16, a necessidade de o acesso se dar de forma transparente, dado que este é um aspecto essencial para a garantia de acesso não discriminatório.

Dada a importância do tema e em razão do tempo necessário para que a ANP conclua sua regulamentação, a Resolução CNPE nº 03/2022 estabeleceu os princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais, até a efetiva regulação do tema pela ANP.

Neste sentido, a questão que se coloca diz respeito à observância por parte dos agentes dos requisitos para a elaboração destes documentos, em especial o atendimento das diretrizes emanadas pela Agência.

Com base nos diferentes graus de verificação da aderência dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso ao disposto na regulamentação, foram consideradas as alternativas regulatórias a seguir.

A Alternativa I representa a opção em que a ANP não intervém na elaboração dos códigos elaborados pelos proprietários, operadores, usuários e terceiros interessados, sendo a alternativa regulatória de “não ação” ou de autorregulação pelos agentes. Nesta opção, a Agência apenas interveria com o objetivo de sanar quaisquer deficiências observadas nestes documentos mediante reclamações por parte de agentes com relação ao teor dos códigos.

Já a Alternativa II representa a opção na qual a ANP realiza uma avaliação crítica acerca do conteúdo dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso elaborados e publicados pelos agentes econômicos interessados, contudo sem um caráter vinculativo, que obrigasse a realização de mudanças, mas sim contendo pontos que careceriam de aperfeiçoamento ou a indicação de não conformidades em relação às boas práticas da indústria ou às diretrizes da ANP. Tal alternativa é similar ao que foi realizado na Seção 9 da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, em que a ANP teceu considerações acerca dos Cadernos de Boas Práticas de Gás Natural publicados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) referentes aos gasodutos de escoamento da produção e os polos de processamento de gás natural. Na ocasião, a conclusão foi que os referidos documentos não configuravam Códigos de Conduta e Prática de Acesso às infraestruturas de escoamento e processamento, em desconformidade com o disposto no §2º do art. 28 da Nova Lei do Gás, em razão da forma como foram concebidos e pelas suas limitações de conteúdo. No entanto, nenhuma ação foi tomada no sentido de exigir a revisão dos documentos, apenas foram indicados pontos de aperfeiçoamento para a adequação destes à legislação vigente.

A Alternativa III propõe que além de avaliar o que foi proposto pelos agentes, a ANP aprove o conteúdo dos códigos, a fim de que se tenha um texto, que segundo o regulador, esteja aderente ao disposto na Lei e no Decreto. Tal prática já é aplicada pela ANP no caso dos contratos de transporte de gás natural e tem a vantagem de dar aos agentes a segurança jurídica de que, se o que está disposto nos códigos de acesso for cumprido, a negociação se dará com base nas

diretrizes da ANP, o que tende a reduzir a intervenção da Agência no processo e eventuais conflitos.

A Alternativa IV, por sua vez, é a que traz a maior intervenção do regulador, dado que a ANP participaria diretamente da elaboração dos códigos. Tal alternativa tem a vantagem de dar aos agentes a certeza de que ao fim do trabalho de construção, o documento estará em consonância com as diretrizes e da regulamentação em geral, evitando assim o retrabalho que eventuais ajustes solicitados pelo regulador após a conclusão do código, podem acarretar.

As alternativas acima discutidas podem ser resumidas da seguinte forma:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** ANP não intervém na elaboração dos códigos elaborados;
- **Alternativa II – ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados:** a ANP realiza uma avaliação crítica acerca do conteúdo dos códigos elaborados e publicados, sem um caráter vinculativo que obrigasse a realização de mudanças;
- **Alternativa III – ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados:** propõe que além de avaliar o que foi proposto pelos agentes, a ANP aprove o conteúdo dos códigos, a fim de que se tenha um texto, que segundo o regulador, esteja aderente ao disposto na Lei e no Decreto; e
- **Alternativa IV – ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados:** a ANP participaria diretamente da elaboração dos códigos.

Após a definição dessas quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada um dos critérios e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção A.5 do Anexo A. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso” se encontra na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,180
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,164
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,324
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	0,332

Assim, a **Alternativa IV** foi inicialmente considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 33,2% da priorização, seguida pelas Alternativas III, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 32,4%, 18,0% e 16,4%.

Entretanto, apesar da Alternativa IV ter sido aquela com a maior prioridade final, de acordo com a tabela acima, a Alternativa III se mostrou muito próxima, com uma diferença de apenas 0,8%, o que indica que alternativa a princípio eleita não seria tão prevalecente assim, uma vez que, a depender do critério, elas seriam praticamente equivalentes (ver Subseção B.5.2, que trata da Análise de Sensibilidade das alternativas com relação às mudanças dos pesos dos critérios). Neste caso, se fossem considerados os critérios 1, 2 ou 3, como critérios únicos de seleção de alternativas (ou seja, com peso igual a 100%), as Alternativas III e IV tenderiam a serem igualmente preferidas, como pode ser visto nas Figuras B.21, B.22. e B.23 do Anexo B.

Sendo assim, em razão dos custos administrativos decorrentes do acompanhamento da ANP da elaboração de cada um dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso, que podem ser setoriais ou por cada instalação, o que poderia levar que a Agência participasse do processo de elaboração de tantos códigos quanto instalações existentes ou futuras, o mais razoável seria a adoção da solução observada no Reino Unido (ver Subseção X.1.2), onde o órgão responsável pela regulação setorial do *upstream* atuaria com uma espécie de consultor na elaboração do documento.

Esta solução seria semelhante à adotada no Reino Unido, onde, conforme discutido no item X.1.2, o *Energy Act 2011*, proprietários ou operadores das infraestruturas de *upstream* são obrigados a negociar o acesso à sua infraestrutura em tempo hábil e de boa fé. Além disso, devem permitir o acesso à sua infraestrutura em condições justas, razoáveis e não discriminatórias. Para tanto se utilizam dos princípios estabelecidos no *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* (ICOP) (OEUK, 2017).

O ICOP foi desenvolvido pela *Offshore Energies UK (OEUK)*, com a consultoria do órgão do governo britânico responsável pela regulação das atividades de produção de hidrocarbonetos no Reino Unido, atualmente a NSTA.

Dessa forma, a opção escolhida seria a Alternativa III, com a recomendação de que a ANP seja consultada ainda durante o processo de elaboração do documento pelos proprietários, operadores e terceiros interessados, a fim de evitar eventuais retrabalhos e o retorno à tarefa, por meio de nova mobilização daqueles originalmente envolvidos, por ocasião do envio de uma proposta já considerada em sua versão final pelos agentes e possa ter condicionantes à sua aprovação pela ANP ou que necessite de ampla revisão.

Além disso, tal opção seria menos intervencionista, na medida em que os agentes possuiriam mais liberdade na condução do processo de elaboração do documento, que deve ser aprovado pela ANP, mas que pode antes ser avaliado previamente, ainda na forma de rascunho, para a verificação quanto à sua aderência às diretrizes emanadas pela Agência.

XII.2.6. Tema 6: Disponibilização de Informações

A disponibilização de informação é elemento essencial para a promoção do acesso de terceiros, tanto por parte dos proprietários ou operadores das instalações sujeitas ao acesso, quanto pelos terceiros interessados em acessá-las.

Neste sentido, o art. 2º da Lei no 14.134/2021 determina que o proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, terminais de GNL devem “(...) disponibilizar, em meio eletrônico acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.”

Já o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021 determina que a ANP “(...) poderá dar publicidade aos projetos de construção de gasodutos de escoamento e de unidades de processamento de gás natural, de forma a possibilitar a coordenação entre os proprietários das instalações e os agentes interessados no acesso.”

Por sua vez, o inciso VII do art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022 determina que os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural, contendo no mínimo:

- a) as remunerações dos serviços prestados;
- b) as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;
- c) os atuais usuários das instalações; e
- d) as negociações em curso, especificando a data de início.

Como pode ser visto, a Nova Lei do Gás, seu decreto regulamentador e a Resolução CNPE nº 3/2022 já trazem um conjunto de informações que devem ser prestadas, com ênfase nas informações oriundas dos proprietários e operadores.

Além das informações já definidas nessas normas, há outras informações dos proprietários que podem ser relevantes na negociação do acesso junto ao terceiro interessado, tais como as descrições das instalações e de sua finalidade, os fluxogramas simplificados dos processos realizados, as especificações do gás necessárias para a concessão do acesso, restrições técnicas que podem resultar na negativa de acesso, entre outras.

Da mesma forma, há informações do demandante de acesso que podem ser consideradas também relevantes para a negociação, como a origem do gás natural, as características físico-químicas do gás, as quantidades envolvidas e a destinação do produto a jusante da instalação.

Nesse sentido, é necessário regular tanto as informações mínimas a serem disponibilizadas pelo operador e pelo terceiro interessado, quanto o prazo para a prestação das informações. No que tange a essa questão, as alternativas regulatórias devem contemplar: (i) o agente que define as informações mínimas a serem prestadas, isto é, o operador ou a ANP; (ii) a existência ou não de prazo para a prestação das informações; e (iii) o agente que estabelece os prazos para a prestação de informações, ou seja, o operador ou a ANP. Dessa forma, foram discutidas e eleitas as seguintes alternativas regulatórias:

- **Alternativa I – Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas:** nesse caso, não haveria regulação adicional sobre a disponibilização de informações, não havendo obrigatoriedade de informações mínimas a serem disponibilizadas e nem prazo para a disponibilização. Essa alternativa seria a equivalente a “não regular”;
- **Alternativa II – Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados:** nesse caso, o conjunto de informações mínimas a serem disponibilizadas fica a critério do operador, no entanto este deve estabelecer um prazo para que as informações sejam prestadas seja por ele, seja pelo demandante do acesso;
- **Alternativa III – ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos:** nesse caso, a definição das informações mínimas a serem disponibilizadas é responsabilidade da ANP, porém a definição dos prazos é feita pelo operador; e
- **Alternativa IV – ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados:** nesse caso, a ANP define tanto as informações mínimas a

serem disponibilizadas, quanto o prazo para a disponibilização tanto por parte do operador quanto por parte do terceiro interessado.

Após a definição dessas quatro alternativas em reuniões do GT, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada critério e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção B.6 do Anexo B. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 6: Disponibilização de Informações” se encontra na Tabela 14.

Tabela 14 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 6: Disponibilização de Informações

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	0,095
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,147
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	0,275
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,483

Assim, a **Alternativa IV foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 48,3% da priorização, seguida pelas Alternativas III, II e I, respectivamente com priorizações iguais a 27,5%, 14,7% e 9,5%.

XII.2.7. Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade

O congestionamento de capacidade pode ocorrer quando a demanda por capacidade excede a oferta e pode ser tanto contratual quanto físico. O gerenciamento do congestionamento da capacidade é considerado como mecanismo fundamental para assegurar a eficiência do uso e da maximização da capacidade das redes de gás natural, bem como da melhora do funcionamento do mercado como um todo.

Nesta esteira, assume especial relevância o art. 33 da Lei nº 14.134, de 2021, especialmente no que se refere à competência da ANP para adotar as medidas de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, entre as quais se inserem as medidas de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento.

O Decreto nº 10.712/2021 definiu o congestionamento contratual para o transporte de gás natural, que corresponde a situação de impedimento contratual ao atendimento de demanda por capacidade, quando esta não se encontra plenamente utilizada. Além disso, é necessário adotar mecanismos de eliminação de congestionamento contratual nos pontos de entrada e de saída dos sistemas de transporte sempre que necessário, conforme §1º do seu art. 11.

Para a definição das alternativas neste item da análise multicritério considerou percepções sobre o tema apresentadas na Consulta Prévia nº 1/2023 relativas ao melhor aproveitamento da capacidade das instalações observando-se as respectivas características e peculiaridades operacionais, além da experiência internacional observada para o tema. O gerenciamento do congestionamento das capacidades consta entre as obrigações e competências das entidades reguladoras, definidas no Artigo 41º da já citada Diretiva da União Europeia de nº 2009/73/CE, em especial no seu item 9, o qual dispõe que “as entidades reguladoras controlam a gestão dos congestionamentos nas redes nacionais de transporte de gás incluindo as interligações e a aplicação das regras de gestão dos congestionamentos. Para efeito, os operadores das redes de transporte ou os gestores de mercado submetem as suas regras de gestão de congestionamentos, incluindo a atribuição de capacidade, à aprovação das entidades reguladoras nacionais. As entidades reguladoras nacionais podem pedir alterações a essas regras”. Assim, foram delimitadas as seguintes opções para avaliação:

- **Alternativa I – Nenhuma regulamentação:** nesta opção não se estabeleceriam regras ou critérios para o gerenciamento de congestionamento ou prevenção da retenção de capacidade;
- **Alternativa II – Obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador:** neste caso o operador estaria obrigado a promover a oferta da capacidade ociosa das instalações, por meio de contratos interruptíveis.
- **Alternativa III – Alternativa II + adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade etc.):** como terceira alternativa foi considerada a associação da obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa à adoção de mecanismos voluntários de gerenciamento de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade.
- **Alternativa IV – Alternativa III + adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade proativas por parte do operador (“Use it or Loose it – UIOLI”, “oversubscription and buy-back” etc.):** para este último caso, foi considerada a associação da obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa à adoção de mecanismos proativos e obrigatórios de gerenciamento de congestionamento e de prevenção da retenção da capacidade por parte do operador.

Após a definição dessas quatro alternativas, a importância relativa entre elas foi julgada, a partir da escala de importância fundamental de Saaty, tendo como referência cada um dos cinco critérios estabelecidos e o objetivo regulatório a ser alcançado. Dessa forma, foi obtida a priorização das alternativas em relação a cada critério e, a partir da priorização dos critérios, apresentada na Subseção XII.2, foi obtida a priorização final das alternativas regulatórias consideradas para o tema. Os julgamentos das alternativas para cada critério, com as respectivas consistências, os resultados relativos à priorização das alternativas e a análise de sensibilidade dos resultados obtidos se encontram na Seção B.7 do Anexo B. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade” se encontra na Tabela 15.

Tabela 15 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade

Alternativas	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,214
Alternativa II: Obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador	0,185
Alternativa III: Alternativa II + adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade etc.)	0,225
Alternativa IV: Alternativa III + adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade proativas por parte do operador (UIOLI, “oversubscription and buy-back” etc.)	0,376

Como resultado da análise multicritério, a Alternativa IV seria a aquela de melhor pontuação. No entanto, o grupo entendeu que a Alternativa III seria aquela que melhor se estabeleceria num cenário de implantação de regulamento inédito, podendo ser reavaliada em oportuna análise de resultado regulatório, para se for o caso, serem adotados mecanismos proativos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade.

Assim, **a Alternativa III foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório**, com 22,5% da priorização, seguida pelas Alternativas IV, I e II, respectivamente com priorizações iguais a 37,6%, 21,4% e 18,5%.

XIII.CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

A opção regulatória recomendada para a solução do problema regulatório identificado como assegurar o acesso às instalações essenciais de gás natural de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134/2021, quais sejam, gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, consiste em elaborar regulamentação inédita, que pode ser materializada por meio de uma ou mais resoluções. Independentemente de haver uma ou mais resoluções, a regulamentação a ser editada deverá contemplar todos os elementos necessários à garantia do acesso de terceiros, na modalidade negociada, de que trata o já mencionado art. 28 da Nova Lei do Gás.

Tais elementos constituem nos temas identificados e apresentados na aplicação da análise multicritério do presente Relatório de AIR e são os seguintes: (1) Desverticalização Supervisão Regulatória do Agente Verticalizado; (2) Preferência do Proprietário; (3) Negociação; (4) Resolução de Conflitos (5) Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso; (6) Disponibilização de Informações e (7) Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade.

Para cada um desses temas, a metodologia de análise multicritério apontou as melhores alternativas regulatórias a serem adotadas, dentro dos limites legais impostos pela legislação, segundo os seguintes critérios: (1) Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes; (2) Incentivo ao investimento em capacidades; (3)

Transparência e não discriminação; (4) Custo regulatório para o agente regulado; e (5) Custo administrativo para o órgão regulador.

De acordo com o primeiro tema, “desverticalização ou supervisão regulatória do agente verticalizado”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá instituir a separação contábil das atividades de escoamento, processamento e operação de terminais de GNL separada das demais atividades exercidas pelo agente regulado, além de determinar exigências adicionais para agentes verticalizados (tais como, por exemplo, informações adicionais a serem prestadas ou publicadas).

De acordo com o segundo tema, “preferência do proprietário”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá contemplar a revisão periódica dos volumes aos quais o proprietário possui preferência para movimentação de seus próprios produtos, sendo que a cada ciclo de revisão tais volumes poderão permanecer iguais ou decrescer.

De acordo com o terceiro tema, “negociação”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá prever que a negociação entre as partes ocorra com prazos e procedimentos estabelecidos e supervisionados pela ANP.

De acordo com o quarto tema, “resolução de conflitos”, a proposta de regulamentação a ser editada deve indicar que a ANP atuará dando preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do artigo 16 do Decreto nº 10.712, de 2021.

De acordo com o quinto tema, “diretrizes dos códigos de conduta e prática de acesso”, a proposta de regulamentação a ser editada deve prever que a ANP aprovará previamente os códigos elaborados pelos operadores, usuários e terceiros interessados, devendo o órgão regulador ser consultado ainda durante o processo de elaboração do documento pelas partes envolvidas, a fim de evitar eventuais retrabalhos e o retorno à tarefa.

De acordo com o sexto tema, “disponibilização de informações”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá apontar que a ANP definirá quais informações mínimas deverão ser prestadas e estabelecer o prazo para a prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados.

De acordo com o sétimo tema, “mecanismos de gerenciamento de congestionamento e de prevenção à retenção de capacidade”, a proposta de regulamentação a ser editada deverá contemplar a obrigatoriedade da oferta de serviços interruptíveis na capacidade ociosa pelo operador, além da adoção de mecanismos voluntários de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade (mercado secundário, renúncia de capacidade, dentre outros).

Para a implementação da futura regulamentação, deverá ser prevista capacitação do corpo técnico da ANP para lidar com o ineditismo dos diversos temas supracitados, em especial, a pouca experiência na atuação do órgão regulador para conduzir mediações e conciliações no caso de conflitos.

Haverá a necessidade também de prever novas atividades a serem incorporadas pelas Unidades Organizacionais (Uorgs) da ANP responsáveis pela regulação das infraestruturas essenciais, o que pode implicar a necessidade de incremento da força de trabalho dessas unidades. As novas atividades que virão a ser incorporadas, caso a regulamentação venha a ser aprovada e implementada, englobam, por exemplo: o cálculo e revisão das preferências atribuídas aos proprietários das instalações para movimentação de seus próprios produtos, em gasodutos de escoamento da produção, unidades de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de GNL, a aprovação de códigos de conduta e prática de acesso a serem elaborados, o estabelecimento de prazos e procedimentos para a negociação do acesso, a atuação para mediação, conciliação e resolução de conflitos, além da fiscalização do atendimento às exigências a serem postas na nova norma, tais como o estabelecimento da separação contábil

e da disponibilização das informações adicionais exigidas de operadores verticalizados, as informações a serem disponibilizadas por operadores, usuários e terceiros interessados para a realização das negociações, a observância dos prazos e procedimentos estabelecidos para a realização dessas negociações, a efetiva oferta de serviços interruptíveis em capacidades ociosas e a adoção de mecanismos de gestão de congestionamento e de prevenção da retenção de capacidade, dentre outros.

A regulamentação que será editada é inédita e, portanto, não haverá, a princípio, normas da ANP a serem inteiramente revogadas ou substituídas, tal qual ocorre quando uma nova norma revisa e substitui inteiramente outra que se dedicava a assunto já regulamentado. No entanto, ela afetará as seguintes regulamentações, que deverão ser alteradas ou modificadas e, a depender do texto da futura resolução a ser publicada, podem inclusive vir a ser revogadas por completo: Resolução ANP nº 50, de 23 de setembro de 2011, que trata das informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais; a Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021, que regulamenta o exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, seu armazenamento, sua comercialização e a prestação de serviço e dá outras providências; a Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel e a Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015, que aprova os regulamentos técnicos de planos de desenvolvimento.

Após a entrada em vigor da nova regulamentação, alguns indicadores poderão ser definidos para avaliar o cumprimento do objetivo regulatório apontado, ou seja, a garantia do acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas essenciais de gás natural. Tais indicadores podem contemplar, sem prejuízo da adoção de outros que venham a ser futuramente formulados: número de contratos firmes assinados para o acesso às infraestruturas essenciais de gás natural, número de contratos interruptíveis assinados para o acesso às infraestruturas essenciais de gás natural; número de terceiros que efetivamente movimentem seus produtos nas infraestruturas essenciais de gás natural; percentual de capacidade ociosa utilizado por meio da oferta de serviços interruptíveis; quantidade de negativas de acesso emitidas; quantidade de negativas de acesso contestadas; número de conflitos ocorridos e o número de conflitos resolvidos em âmbito administrativo; quantidade de não conformidades apuradas em processos de fiscalização, dentre outros.

Por fim, para fins de cumprimento do art. 14 do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, este normativo será analisado quanto à necessidade de atualização do estoque regulatório no âmbito das atividades planejadas em consonância com o art. 19, II, do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, que determina a análise de todos os atos normativos no primeiro ano de novo mandato presidencial.

XIV.ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS

O estabelecimento de inédito regulamento relativo ao acesso de terceiros a gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL, ensejará a classificação de risco da atividade como nível III, nos termos da Resolução ANP nº 839, de 1º de março de 2021, pois mostra-se necessária a regulação abrangente e prescritiva, para neste

momento orientar o mercado, tendo em vista potenciais adequações operacionais e comerciais decorrentes do novo regulamento.

Para o próximo ciclo regulatório, onde se espera que as inovações já tenham sido consolidadas, uma simplificação da regulação e reavaliação da classificação de risco da atividade podem e devem ser consideradas.

XV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AER (2008). Australian Energy Regulator. Guideline for the resolution of distribution and transmission pipeline access disputes under the National Gas Law and National Gas Rules. Australian Energy Regulator, Final. Nov. 2008.

ANAC, 2019. Agência Nacional de Aviação Civil. Anexo 3 – Metodologia de Cálculo AHP. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/assuntos/paginas-tematicas/meio-ambiente/arquivos/Anexo3MetodologiadeclculoAHP>. Acesso: 14 nov. 2023.

ANP, 2000. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Portaria ANP nº 118, de 11 de julho de 2000. Regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL. Diário Oficial da União de 12 de julho de 2000.

ANP, 2007. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 41, de 5 de dezembro de 2000. Regulamenta a atividade de Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel, a realização de Projeto para Uso Próprio e de Projeto Estruturante. Diário Oficial da União de 10 de dezembro de 2007.

ANP, 2010. O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL; Séries Temáticas ANP Nº 4. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/gnl/gn-liquefeito-brasil.pdf>. Acesso: 6 dez. 2022.

ANP, 2015. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 15, de 2 de dezembro de 2015. Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. Diário Oficial da União de 3 de dezembro de 2015.

ANP, 2015a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 17, de 18 março de 2015. Aprova Regulamentos Técnicos do Plano de Desenvolvimento de Campos de Produção. Diário Oficial da União de 20 de março de 2015.

ANP, 2018. Nota Técnica nº 014/2018-SIM. A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2018/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>. Acesso: 25 jul. 2022.

ANP, 2020. Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera da Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento. Setembro/2020. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>. Acesso: 6 dez. 2022.

ANP, 2021. ANP – Autorização SIM-ANP nº 767, de 4 de dezembro de 2021 <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-767-2021?origin=instituicao&q=Excelerate>. Acesso: 24 out. 2022.

ANP, 2022. Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022. Estabelece critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de

derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. Diário Oficial da União de 12 de julho de 2022.

ANP, 2022a. Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), de 23 de dezembro de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/nt-conjunta-n-25-2022.pdf>. Acesso: 12 nov. 2023.

ANP, 2023. Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023. Diagnóstico Concorrencial da Indústria do Gás Natural Brasileira visando Proposta de Programa de Redução de Concentração (Versão Pública). Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023/nt-conjunta-gas-2-2023.pdf>. Acesso: 12 nov. 2023.

Araujo, A. I. G. S. de., 2020. Breve análise sobre a *essential facilities doctrine*. In: Reflexões sobre direito e economia. Coordenação: Pinheiro, A. C. et al. Rio de Janeiro: FGV Direito Rio. Disponível em https://dej.fgv.br/sites/default/files/arquivos/reflexoes_sobre_direito_e_economia_cap_11.pdf. Acesso: 05 dez. 2023.

Brasil, 1997. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. “Lei do Petróleo”. ‘Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências’. Diário Oficial da União de 7 de agosto de 1997.

Brasil, 2021. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. “Nova Lei do Gás”. ‘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’, dentre outras providências. Diário Oficial da União de 9 de março de 2021.

Brasil, 2021a. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Edição Extra do Diário Oficial da União de 4 de junho de 2021.

CADE, 2019. Conselho Administrativo Defesa Econômica. Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) celebrado entre CADE e Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras em 8 de julho de 2019. Disponível em https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z. Acesso: 5 dez. 2023.

CMGN, 2021. Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Publicações. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>. Acesso: 5 dez. 2023.

CNPE, 2022. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências. Diário Oficial da União de 3 de maio de 2022.

DEA, 2017. Danish Energy Agency. Production. Disponível em https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/produktion_uk.pdf. Acesso: 9 nov. de 2022.

DEA, 2022. Danish Energy Agency. About Oil and Gas. Disponível em: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/oil-gas/about-oil-and-gas>. Acesso: 9 nov. 2022.

Economides, 1996. Nicholas Economides, “The Economics of Networks”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.

EIA, 2022. United States Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso: 9 nov. 2022.

EPE, 2020. 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. Nota Técnica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf>. Acesso: 8 nov. 2022.

ERGEG, 2008. European Regulators Group for Electricity & Gas. Guidelines for Good Third-Party Access Practice for LNG System Operators (GGPLNG), Na ERGEG conclusions Paper, Ref: E08-LNG-06-03. 7 de maio 2008. ERSE, 2017.

ERSE, 2017. Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do Setor de Gás Natural da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (ERSE). Setembro de 2017, Lisboa.

Esteves, L.E., 2021. Petroleum frontier zones: a study of the American and Argentinian cases. Economics and Finance. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2021. English. ffnNT: 2021GRALE001ff. fftel-03495992f. Tese de Doutorado. Grenoble. 2021.

EUA, 2005. Public Law 109-58-Aug. 8, 2005. 109th Congress. Energy Policy Act of 2005. To ensure Jobs for our future with secure, affordable, and reliable energy. Estados Unidos da América.

FERC, 2004. Federal Energy Regulatory Commission. Underground Natural Gas Storage. Disponível em: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/UndergroundNaturalGasStorageReport.pdf>. Acesso: 12 mai. 2022.

FERC, 2022. Federal Energy Regulatory Commission. North American LNG Import Terminals (Existing); North American LNG Import Terminals (Approved, Not Yet Built); North American LNG Import Terminals (Proposed). 16 ago. 2022.

FERC, 2022a. Federal Energy Regulatory Commission. North American LNG Export Terminals (Existing); North American LNG Terminals (Approved, Not Yet Built); North American LNG Export Terminals (Proposed). 16 ago. 2022.

FSR, 2020. Florence School of Regulation. Unbundling in the European electricity and gas sectors. Disponível em: <https://fsr.eui.eu/unbundling-in-the-european-electricity-and-gas-sectors/>. Acesso: 7 dez. 2022.

Gassco, 2022. Disponível em: <https://www.gassco.no/en/about-gassco/owners/>. Acesso: 5 out. de 2022.

GIIGNL, 2022. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2022. The LNG industry in 2021. Disponível em <https://giignl.org/document/giignl-2022-annual-report/>. Acesso: 24 mai. 2022.

GPE, 2017. GPE, 2017. Gas Power Experience. Team Consult. Market Study: A glimpse at the landscape of European LNG regasification infrastructure, Final Version, June, 2017. Disponível em: https://www.teamconsult.net/news/files/European_LNG_Regas_Infrastructure.pdf. Acesso: 22 ago. 2022.

Grauberger, J.L. e Downer, J. P., 2016. Third Party Access to Infrastructure in the United States, 4 LSU J. of Energy L. & Resources (2016). Disponível em <https://digitalcommons.law.lsu.edu/jelr/vol4/iss2/10/>. Acesso: 21 dez. 2022.

Grondalen, Torkjel e Lower, Cato, 2016. Third Party Access to Infrastructure on the Norwegian Continental Shelf, 4 LSU J. of Energy L. & Resources (2016). Disponível em: <https://digitalcommons.law.lsu.edu/jelr/vol4/iss2/11/>. Acesso: 4 out. 2022.

Hallack, 2013. Opening a Market for Gas Flexibility? Em “Building Competitive Markets in the EU”.

- Hashimoto H., Ueno K., Kunimatsu Y., Sakoda H., Otani K., 2017. LNG Terminal Third-Party Use Regime in Japan. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). Novembro, 2017.
- ICOP, 2017. *OIL & GAS UK. Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*. Agosto de 2017.
- IEA, 2000. International Energy Agency (AIE, Agência Internacional de Energia). Regulatory Reform: European Gas. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a2bf645f-3420-4889-b1a3-7d7788956891/RegulatoryReformEuropeanGas.pdf>. Acesso: 8 nov. de 2022.
- IEA, 2000, Regulatory Reform: European Gas, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/regulatory-reform-european-gas>. Acesso: 6 dez. de 2012.
- IEA, 2012. Gas pricing and regulation – China’s challenges and IEA experience, France. Pag.48.
- IEA, 2022. International Energy Agency (AIE, Agência Internacional de Energia). Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>. Acesso: 8 out. 2022.
- Joskow, 2007. P. L. Joskow, “Regulation of Natural Monopoly”, em Handbook of Law and Economics, vol. 2 (Mitchell Polinsky and Steven Shavell, 2007), 1229–1340.
- KAPSARC, 2017. King Abdullah Petroleum Studies and Research Center; Sammy Six & Anne-Sophie Corbeau. Third-Party Access to Regasification Terminals: Adapting to the LNG Markets’ Reconfiguration. KS-1760-DP054A. Fevereiro de 2017. Riad. Arábia Saudita.
- Machado, G.; Bonelli, C. M. C.; Rangel, H. P. G., (2018). Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento e Terminais de GNL. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2018. Bloco III – Gás e Energia. Rio de Janeiro: IBP1441_18.
- Machado, Caroline F.F., 2019. Essential facility doctrine e a propriedade intelectual: a imposição do compartilhamento de padrões tecnológicos essenciais frente aos direitos de exclusividade do inventor, RDC, Vol. 7, nº 2., p. 22-37, Novembro, 2019.
- Maurer, Stephen M. and Scotchmer, Suzanne, 2014 The Essential Facilities Doctrine: The Lost Message of Terminal Railroad (March 10, 2014). UC Berkeley Public Law Research Paper No. 2407071. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=2407071> ou <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2407071>. Acesso: 20 set. 2023.
- MCI, 1983. MCI Communications Corp. v. AT&T Co., 708 F.2d 1081 (7th Cir. 1983). Disponível em: <https://law.justia.com/cases/federal/appellate-courts/F2/708/1081/330445/>. Acesso: 9 nov. 2023.
- MME, 2017. Ministério de Minas e Energia. 1º Relatório SC1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC1_Relatorio_Escoamento_Processamento_e_Regaseificao_de_GNL_Verso_Final_05mai2017.pdf. Acesso: 14 jul. 2022.
- MME, 2019. Ministério de Minas e Energia. Novo Mercado de Gás. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/novo-mercado-de-gas>. Acesso: 5 dez. 2023.
- MME, 2019a. Novo Mercado de Gás. Documentos Relacionados. Relatórios e análises do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/documentos-relacionados>. Acesso: 12 nov. 2023.
- OEUK, 2017. Offshore Energies UK. ICOP on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf (November 2017). Disponível em: <https://oeuk.org.uk/product/infrastructure-code-of-practice-icop-and-accompanying-guidance-notes/>. Acesso: 23 set. 2022.

- OEUK, 2017a. Negotiations Best Practice. Disponível em <https://oeuk.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Negotiations-Best-Practice-1.pdf>. Acesso: 8 nov. 2022.
- OEUK, 2017b. Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf – ICOP: Guidance Notes. Disponível em <https://oeuk.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Infrastructure-code-of-practice-guidance-2017...pdf>. Acesso: 5 dez. 2023.
- OFGEM, 2012. Guidance on the regulated Third Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great Britain, Ofgem, Londres. < <https://www.ofgem.gov.uk/publications/guidance-regulated-third-party-access-regime-liquefied-natural-gas-facilities-great-britain>>pag.34. Acesso: 8 nov. 2022.
- OFGEM, 2015. Guidance on the regulatory regime for gas storage facilities in Great Britain (version 2), Ofgem, Londres. < https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/guidance_on_the_regulatory_regime_for_gas_storage_facilities_in_great_britain_version_2_0.pdf> pag.46 e 49.
- Norsk Petroleum, 2022. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>. Acesso: 26 set. 2022.
- NPD, 1996. Norwegian Petroleum Directorate. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities. Disponível em <https://www.npd.no/en/regulations/acts/act-29-november-1996-no2.-72-relating-to-petroleum-activities/>. Acesso: 8 nov. 2022.
- NSTA, 2016. North Sea Transition Authority. Commercial Code of Practice (CCOP). Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/media/3088/commercial-code-of-practice-2016.pdf>. Acesso: 8 nov. 2022.
- NSTA, 2022. Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure. Versão 7/11/22. Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/media/8509/final-updated-tpa-guidance-7-nov-22.pdf>. Acesso: 5 dez. 2023.
- NSTA. Disputes and Sanctions. Website: <https://www.nstauthority.co.uk/Regulatory-Information/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/>. Acesso: 5 dez. 2023.
- Petrobras, 2021. Petrobras – Comunicado a investidores de 26/08/2022. Petrobras assina contrato para arrendamento do Terminal de GNL da Bahia. Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2df8ca87-2ed1-eaf4-c837-dd07be16f3b6?origin=2>. Acesso: 24 out. 2022.
- Petrobras, 2022. Oferta de Escoamento de Gás Natural. <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-escoamento-de-gas-natural/>. Acesso: 29 nov. 2022.
- Petrobras, 2022a. Oferta de Processamento de Gás Natural. Disponível em <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/>. Acesso: 29 nov. 2022.
- PUC, 2023. Pontifícia Universidade Católica. O AHP. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/14984/14984_5.PDF. Acesso: 14 nov. 2023.
- Reuters, 2022. Reuters T., 2022. Practical Law. Third Party access to upstream gas infrastructure, gas storage facilities and LNG facilities: overview. ID W-016-0470. Disponível em [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-016-0470?originationContext=knowHow&transitionType=KnowHowItem&contextData=\(sc.RelatedInfo\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-016-0470?originationContext=knowHow&transitionType=KnowHowItem&contextData=(sc.RelatedInfo)&firstPage=true). Acesso: 5 set. 2022.
- Saaty, T. L., 1991. Método de Análise Hierárquica. McGraw-Hill, Makron. São Paulo.
- SGPR, 2022. Secretaria-Geral da Presidência da República. Presidente da República aprova Resolução do CNPE com diretrizes voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Disponível em <https://www.gov.br/secretariageral/pt->

br/noticias/2022/maio/presidente-da-republica-aprova-resolucao-do-cnpe-com-diretrizes-voltadas-a-promocao-da-livre-concorrenci-a-no-mercado-de-gas-natural. Acesso: 8 jun. 2022.

Shy, O., 2001., The Economics of Network Industries.

Smyth, R.C., Thomas III, P.G., Heiligenstein, C., 2014. Concerning offshore geologic storage of carbon dioxide in the U.S.A. In. Energy Procedia 63 (2014) 5822-5826.

Sperling et al, 2021. Sperling, K., Madsen, P. T., Gorroño-Albizu, L., & Mathiesen, B. V. (2021). Denmark without Oil and Gas Production: Opportunities and Challenges. Aalborg University. <https://oilandgastransitions.org/resources/reports/denmark-without-oil-and-gas-opportunities-and-challenges/>. Acesso: 8 jun. 2022.

UE, 2003. União Europeia. Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Diretiva 98/30/CE.

UE, 2009. União Europeia. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

ANEXO A – CATEGORIZAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PRÉVIA Nº 01/2023

Para cada bloco de perguntas, houve a categorização das contribuições para avaliação objetiva do conteúdo, bem como sumarização dos principais aspectos abordados em cada conjunto de respostas.

A seguir são apresentados os resultados apurados e consolidados nos respectivos Blocos Temáticos.

QUADRO TEMÁTICO 1 – SUPERVISÃO REGULATÓRIA DO AGENTE VERTICALMENTE INTEGRADO

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 1. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 1, 2, 3 e 4 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas tabelas A.1 a A.4 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.1 – Caso existam operadores com diferentes níveis de desverticalização, qual sua opinião sobre exigências diferenciadas que poderiam ser postas para assegurar o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de que trata o artigo 28 da Lei nº 14.134/2021? Quais informações seriam relevantes, com base no grau de desverticalização (ou ausência de desverticalização), de um determinado operador? (Questão 1)

Percentual com tendência favorável	Percentual com tendência não favorável	Não respondido ou sem tendência
50%	30%	20%

Principais observações:

- Não vê necessidade nem previsão legal para exigências diferenciadas;
- Seriam possíveis algumas exigências, tais como centros financeiros e contábeis separados e guarda de documentos por 5 anos;
- Importante acesso a informações para terceiros com condições de elegibilidade;
- Exigências razoáveis seriam: separação contábil; a separação da operação; centros de custos específicos para cada instalação;
- Criação de barreiras para que funcionários não acessem informações sensíveis de terceiros;
- Instrumentos contratuais padronizados;
- Sugere Programa de Compliance da empresa detentora da infraestrutura;
- Não há previsão legal para restringir a verticalização, mas alguma exigência poderia ser posta, como separação contábil, nos termos da RANP nº 50/2011 (art. 11) ou RANP nº 52/2011 (art. 13);
- Ao menos separação contábil;
- Sugerido que estruturas contábeis, societárias, comerciais e financeiras fossem separadas;
- Há fundamentos econômicos para regras diferenciadas. Haveria redução de conduta anticompetitiva;
- Exigências deveriam ser definidas em Código de Conduta e Prática de Acesso;
- Deve-se buscar o equilíbrio entre assegurar o acesso e incentivar o investimento;

- Sugeridas algumas exigências diferenciadas, mas favoráveis a alguns agentes verticalizados (por exemplo, disponibilização de uma infraestrutura de processamento para a infraestrutura de escoamento de uma empresa que detenha ambos);
- Mencionada a preferência do proprietário como instrumento importante;
- Mencionada a Resolução ANP nº 881, de 2022, com suas exigências diferenciadas para agentes verticalizados e não verticalizados especialmente atreladas à publicidade de informações (Capítulo V, Seção II).

Tabela A.2 – De que forma o nível de integração vertical atualmente observado afeta o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)? (Questão 2)

Afeta positivamente	Afeta negativamente	Não Afeta	Não respondido ou sem tendência
5%	35%	35%	25%

Principais observações:

- Maior transparência de custos, com centro de custos segregados;
- Manter documentos dos pedidos de acesso disponíveis por 5 anos;
- Verticalização importante para implementação de novas infraestruturas;
- Maior transparência e contratos padronizados;
- Sugerida separação completa ao menos para escoamento e processamento;
- No GNL ligado a usinas termoeletricas, aponta-se que o problema é logístico, não de verticalização;
- Nível de verticalização atual prejudica a concorrência;
- O grau de verticalização pode não afetar, desde que instituídas algumas condições.

Tabela A.3 – Na sua opinião, qual seria o nível de separação recomendável para cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL) para o acesso de terceiros negociado e não discriminatório? (Questão 3)

Nenhum nível de separação	Algum nível de separação	Separação total	Não respondido ou sem tendência
40%	30%	10%	20 %

Principais observações:

- Não vê previsão legal;
- Caso a regulação insista em indicar, separação jurídica;
- Separação operacional entre operador e atividades concorrenciais;
- Monitoramento sistêmico da ANP, com mecanismos diversos, tal como troca de cargas;
- Separação jurídica e patrimonial; operação deveria ser independente como o ITO (*Independent Transmission Operator*) do transporte de gás europeu;
- Sugestão: para escoamento e processamento, haveria separação legal e de propriedade, caso amortizado o investimento, sendo que o acesso seria proporcional à quota de volumes de gás;
- Sugere exigências regulatórias de separação proporcionais ao nível de verticalização;

- Para agentes integrados verticalmente com posição dominante, sugere-se separação jurídica. Para agentes integrados verticalmente sem posição dominante, separação contábil;
- Sugere-se excetuar da separação das atividades os terminais de GNL não conectados à malha;
- Caso a separação total não seja possível, sugere-se que sejam instituídas condicionantes para que o acesso seja, de fato, não discriminatório.

Tabela A.4 – Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 4)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
30%	70%

Principais Observações:

- Gestão de terceiros, contratados pelos proprietários, do Sistema Integrado de Escoamento (SIE)/Sistema Integrado de Processamento (SIP);
- Sugere que a regulação preveja que a movimentação do gás ao consumidor final seja efetuada pela distribuidora;
- Sugere que a regulação exija “Programa de Compliance” do operador verticalizado e publicidade das medidas tomadas junto ao regulador;
- Sugere que a regulação exija ampla publicidade do processo de solicitação e aprovação de novas instalações;
- Sugere que sejam disponibilizadas informações detalhadas, de forma simples e diária, volume movimentado, esperado, procedência de campo, proprietário da carga, serviço prestado e tarifas aplicadas;
- Sugere-se Programa de Compliance.

QUADRO TEMÁTICO 2 – PREFERÊNCIA DO PROPRIETÁRIO

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 2. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 5, 6, 7 e 8 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.5 a A.8 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.5 – Como atribuir a preferência aos proprietários dos terminais de GNL, das UPGNs e dos gasodutos de escoamento, principalmente no caso desses últimos em que há complexidades relevantes relacionadas à diversidade de proprietários e à possibilidade de diferentes regimes de outorga? (Questão 5)

Aponta regulamentação com critérios	Pouca ou nenhuma regulamentação	Não respondido ou sem tendência
60%	25%	15%

Principais observações:

- Entende que a preferência do proprietário envolveria o SIE e SIP e que deveria ser determinada para campos ou FPSOs;

- Publicidade necessária de capacidades máxima e operacional, disponível e ociosa por 10 anos, revisada anualmente;
- Para UPGNs, a prioridade seria para os escoadores do SIE;
- Deve ser exercida sem limitação de prazo ou volume;
- Aponta elevada ociosidade dos terminais de GNL (despacho termoeletrico e balanceamento);
- Regulamentação deve levar em conta que a decisão de investimento se deu, na maioria dos casos, em período da vigência da Lei nº 11.909/2009, em que o acesso não era obrigatório;
- Preferência deve ser extensível a empresas que compõem o grupo econômico dentro do prazo de amortização ou deve alcançar empresas do mesmo grupo econômico;
- Revisão deve ser baseada inicialmente na capacidade instalada, corrigida pelo fator médio de utilização por período anual, respeitando compromissos contratuais de longo prazo que lastreiem os investimentos, tais como, por exemplo, despachos termoeletricos, no caso de terminais de GNL, e compromissos estabelecidos em leilões ou planos de desenvolvimento, no caso de UPGNs e gasodutos de escoamento;
- Defende-se não haver previsão em Lei para prazo mínimo ou forma de preferência do proprietário;
- Se houver regulamentação que venha a restringir a preferência do proprietário, devem ser preservados os direitos adquiridos e devem ser previstas regras de transição;
- Preferência do Proprietário deve estar relacionada ao uso e às perspectivas de uso da infraestrutura. Para UPGNs e escoamento, a reserva de capacidade deve guardar relação com planos de desenvolvimento e, para terminais de GNL, com contratos firmados;
- Informações relativas à utilização devem ser periodicamente publicizadas e atualizadas à ANP;
- Não deve haver período de isenção ao acesso às infraestruturas essenciais;
- Deve haver otimização do uso da capacidade: mesmo com a preferência do proprietário para a contratação primária, caso não esteja utilizando, este deverá disponibilizá-la a outros agentes, seguindo rito de alocação definido em regulação, com ampla transparência;
- O regulador deve dedicar atenção ao uso da infraestrutura para assegurar o acesso de terceiros;
- Deve ser considerada a amortização das instalações;
- Para gasodutos de escoamento: direito de preferência do proprietário deve ser exercido sem limitação de prazo ou volumes;
- Para terminais de GNL, a ociosidade natural a longo prazo abre espaço para o acesso de terceiros;
- Critérios de amortização deveriam ser aplicados apenas ao acesso regulado ou critérios de amortização não deveriam ser aplicados;
- Regulamentação deve prezar pelo uso eficiente das estruturas;
- Preferência do proprietário deve estar atrelada ao tipo de instalação, investimento, tempo de amortização, uso efetivo e contratos existentes;
- Sugere-se que se considere a alternativa regulatória da RANP nº 881/2022, especialmente arts. 8º e 10;
- É trazido o exemplo da experiência belga do Terminal de Zeebrugge, em que slots cuja utilização não tenha sido confirmada dois meses antes da data de início do serviço é comercializado, por conta do titular e preço regulamentado;
- É trazida a experiência francesa, segundo a qual o operador do terminal tem o direito de reatribuir a capacidade se ela não está sendo completamente utilizada, existindo demanda para ela, para o que se requer o cumprimento de três condições: (i) subutilização da capacidade; (ii) recusa do proprietário em vendê-la no mercado secundário; (iii) impossibilidade de o proprietário justificar a necessidade de controle da capacidade durante o período referido;

- É trazida a experiência espanhola, segundo a qual detentores de capacidade primária podem perder capacidade contratada e não utilizada. A condição para a perda seria a utilização inferior a 80% do contrato durante os primeiros seis meses do contrato;
- Tanto para terminais de GNL como para UPGNs e gasodutos de escoamento, o atendimento a termoeletricas é colocado razão para que o proprietário tenha sua preferência assegurada;
- Sugere atribuir tratamento genérico, mas levando em conta amortização das instalações para percentuais específicos para que a generalização não seja adversa;
- Operador definiria a preferência dos proprietários com base nas programações anuais e liberariam capacidades a serem disponibilizadas a terceiros por um período pré-determinado;
- Capacidades não alocadas como preferenciais devem ser ofertadas por curto prazo (1 ano), objetivando promover a concorrência.

Tabela A.6 – Há necessidade de se inserir marco temporal para limitar a preferência do proprietário? Qual prazo é razoável para considerar-se uma instalação amortizada e, consequentemente, flexibilizar a preferência do proprietário? (Questão 6)

Defende marco temporal com prazo	Defende marco temporal, mas não estipula prazo	Defende não haver nenhum marco temporal	Não respondido ou sem tendência
20%	20%	30%	35%

Principais observações:

- Para escoamento e processamento, a reserva de proprietário é lastreada no portfólio de produção e gás atual e futura. Para GNL, despacho termoeletrico e balanceamento implicam significativa ociosidade. Assim, não se deve exercer a preferência do proprietário com limite de prazo ou volume;
- Defende “ponte de corte” para projetos em andamento antes da nova lei do gás;
- Não deve ser definido marco temporal único e geral;
- O marco temporal deve ser apreciado caso a caso, devido à diversidade de tipo de infraestrutura (GNL, escoamento e produção), custo de implantação, preços e modelagem econômica;
- Prazo para amortização da dívida alocada no projeto;
- Marco temporal seria previsto por cada operador, cabendo à ANP validar a interpretação oferecida;
- Preferência não pode ser considerada exclusividade;
- Importante assegurar a viabilidade do investimento, com a preocupação de evitar o efeito carona;
- Em vez de flexibilizar a preferência do proprietário, sugere-se que a ANP elabora diretrizes que incentivem o uso das capacidades, de modo a prevenir acúmulo desnecessário;
- Sugere-se que a limitação da preferência do proprietário considere o uso da infraestrutura;
- Não deveria haver nenhum marco temporal;
- Se empresas fizerem opção por depreciação acelerada de 10 (dez) anos, a preferência do proprietário poderia se extinguir após esse período;
- Sugere-se a adoção dos mecanismos da RANP nº 881/2022, em que há uma primeira fase, de 10 (dez) anos, durante a qual a preferência do proprietário é igual à capacidade máxima (art. 10). Sugere-se, porém, que o faseamento da RANP seja customizado para o caso das infraestruturas essenciais de gás natural, tendo em vista que cada instalação possui um período diferenciado de amortização;

- Sugere-se prazo mínimo de 10 (dez) anos para remuneração do investimento realizado. Seriam realizadas revisões decenais que considerariam a evolução da produção dos campos ou os contratos de longo prazo que originalmente viabilizaram a instalação;
- Com a demanda termoeletrica flexível e a operação centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é impossível ou difícil estabelecer um marco temporal para limitação de preferência do proprietário;
- Capacidades não alocadas como preferenciais devem ser ofertadas por curto prazo (1 ano), objetivando promover a concorrência.

Tabela A.7 – Com relação ao processo de revisão da preferência do proprietário, quais seriam suas sugestões acerca ao prazo de revisão e critérios que devem ser considerados para cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)? (Questão 7)

Defende prazo e critério	Defende apenas prazo	Defende apenas critérios	Defende não haver prazos ou critérios	Não respondeu ou sem tendência
40%	5%	10%	20%	25%

Principais observações:

- Defende-se prazo anual;
- Defende-se que possam ser realizados a cada dois anos;
- Sugere-se não haver marcos temporais genéricos;
- Prazo e revisão devem ser propostos pelo proprietário/operador de cada empreendimento à ANP (caso a caso);
- Em UPGNs e gasodutos de escoamento, prazo ou revisão pode se basear no histórico de produção dos campos ou planos de desenvolvimento (podendo ser reduzida caso haja declínio na produção do ativo). Já para terminais de GNL, devem ser respeitados os prazos dos compromissos assumidos, como no caso de termoeletricas;
- Capacidades não alocadas como preferenciais devem ser ofertadas no curto prazo;
- Sugere-se revisão da preferência do proprietário como algo sistemático, com base nas estimativas de uso da infraestrutura e nos planos de desenvolvimento da produção e contratos de GNL;
- Sugere-se avaliação anual da capacidade a ser utilizada e disponibilizada ao mercado, com projeção rolante destas capacidades para os próximos 5 anos;
- Sugere-se que o proprietário tenha o direito de alterar sua reserva de capacidade a qualquer momento;
- Menciona-se que, segundo o Caderno de Boas Práticas do IBP, os proprietários terão o direito prioritário de periodicamente (ou a cada ciclo) revisar sua reserva de capacidade;
- Processos de M&A (*mergers and acquisitions*) e mudanças de percentual societário poderiam ensejar o encerramento da preferência;
- Gradativa retirada de restrições, como estabelecido na RANP nº 881/2022;
- Sugere-se que a preferência do proprietário dure enquanto perdurarem os compromissos contratuais das infraestruturas essenciais com finalidades termoeletricas;
- Sugere-se prazo mínimo de 10 (dez) anos para remuneração do investimento realizado. Seriam realizadas revisões decenais que considerariam a evolução da produção dos campos ou os contratos de longo prazo que originalmente viabilizaram a instalação;
- Capacidades não alocadas como preferenciais devem ser ofertadas por curto prazo (1 ano), objetivando promover a concorrência;

- Sugere-se a adoção do mecanismo da RANP nº 881/2022, em que aumentos de capacidade da instalação são integralmente adicionados ao valor vigente da preferência do proprietário.

Tabela A.8 – Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 8)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
20%	80%

Principais observações:

- Sugere que a regulamentação nacional preveja dentre as justificativas de recusa do acesso a preferência do proprietário/operador prevista em lei;
- Sugere-se que o tratamento da ANP na questão da preferência do proprietário no âmbito dos terminais aquaviários de líquidos (RANP nº 881/2022) não seja replicado para os Terminais de GNL, os quais possuem contexto de desenvolvimento concorrencial altamente específico;
- Importante não dar preferência do proprietário que se configure como exclusividade.

QUADRO TEMÁTICO 3 – NEGOCIAÇÃO

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 6 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 3. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 9, 10, 11, 12, 13 e 14 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.9 a A.14 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.9 – Na sua opinião, qual o prazo considerado razoável para a negociação de acesso de cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento ou terminais de GNL)? (Questão 9)

Sem data ou prazo definido	Com data ou prazo definido	Não respondido ou sem tendência clara
35%	50%	20%

Principais observações:

- O prazo de negociação depende da complexidade de cada infraestrutura;
- O cronograma indicativo de negociação deve ser definido, não pela ANP, mas conjuntamente entre o proprietário e os terceiros interessados e informado tempestivamente aos órgãos;
- O prazo não deveria ser o fator determinante para a conclusão do processo de negociação para determinar se houve alguma prática anticompetitiva ou conflito;
- A regulamentação, mais que fixar uma regra horizontal de prazo de negociação, estabeleça um mecanismo eficaz de denúncia e punição, que estimule terceiros que se julguem prejudicados a procurar o ente fiscalizador;
- Prazo máximo de 3 meses para a negociação;
- 60 dias para a negociação uma vez definidos os seus critérios e parâmetros;
- Prazo de 180 dias para negociação;

- Prazo máximo de 6 meses para a negociação para o acesso aos dutos de escoamento e de 12 meses para os polos de processamento;
- Prazo de 180 dias para negociação para o caso dos dutos de escoamento e polos de processamento, e 30 dias para os terminais de GNL;
- Podem ser estruturados mecanismos para manter as partes engajadas e colaborativas ao processo, como propostas de fluxos que o processo deve seguir, de forma a garantir que as partes não fiquem inertes pelo desconhecimento dos próximos passos;
- Prazo máximo de 6 meses para a negociação;
- Estabelecimento do marco inicial da contagem do prazo para a conclusão das negociações, quer seja definido pelas partes ou pela ANP, que à semelhança do *ICOP – Infrastructure Code of Practice*, aplicado ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás na Plataforma Continental do Reino Unido, deveria ser a data do envio de aviso de início das negociações ao órgão regulador, assinado por todas as partes envolvidas;
- O prazo de negociação depende da complexidade de cada infraestrutura;
- Referências de limites de prazo para negociação de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais encontram-se na Resolução ANP nº 881/2022;
- Por ser um serviço padronizado, com essas condições pré-estabelecidas, alinhadas à programação dos fornecedores de GNL, as negociações não devem se alongar.

Tabela A.10 – Quais devem ser as condições de elegibilidade do terceiro interessado no acesso à capacidade disponível das infraestruturas de gás natural? (Questão 10)

Qualificação técnica, financeira e jurídica	Outros critérios (comprovação da titularidade do gás natural, especificação do produto etc.)	Não respondido ou sem tendência clara
40%	40%	20%

Principais observações:

- As condições de elegibilidade de terceiros para o acesso às infraestruturas de gás natural devem ser definidas com base em critérios de qualificação financeira, técnica, jurídica e de integridade/conformidade preestabelecidos pelo proprietário, e de acordo com as boas práticas da indústria do gás natural;
- Comprovação de disponibilidade física ou contratual do gás natural;
- Condições de regularidade jurídica, capacidade financeira e competência técnica-operacional pré-estabelecidas pelo proprietário das infraestruturas essenciais com base nas melhores práticas de mercado;
- Especificação do produto, volume, local de entrega e aprovação da ANP;
- Questões técnicas e comerciais devem configurar elegibilidade, com base em fundamentos técnicos, econômicos e de negociação do agente interessado;
- Evitar que os critérios de qualificação financeira, técnica e jurídica sejam utilizados pelo proprietário ou operador da infraestrutura como forma de impor barreiras à entrada;
- Sugere-se que resolução da ANP indique condições que possam configurar práticas anticompetitivas sobre a questão;
- Sugere-se que o acesso não se restrinja aos produtores e importadores, mas que acesso esteja disponível aos agentes detenham autorização de carregamento ou comercialização de gás natural;
- Os requisitos de crédito devem ser condizentes com práticas de mercado e ter como base o montante financeiro de cada contrato;
- As condições de elegibilidade do terceiro interessado no acesso devem atender as regras gerais definidas para formalização de qualquer contrato, além das específicas decorrentes da atividade comercial em questão;

- Os proprietários ou operadores da infraestrutura podem e devem exigir o atendimento de regras impostas pelo setor interno de compliance e realizar investigação ativa sobre a situação do terceiro interessado, no que se refere à situação financeira, idoneidade, regularidade perante as autoridades fiscais, ações judiciais etc.;
- Para o caso das UPGNs e terminais de GNL, o terceiro deve comprovar a efetiva disponibilidade dos volumes (curvas de previsão de produção ou contrato de aquisição de gás úmido para UPGNs e contratos de aquisição de GNL, para os terminais de GNL);
- Para o caso dos gasodutos de escoamento o terceiro deve comprovar participação em ativo de produção na área de influência do gasoduto e curvas de previsão de produção.;
- Assinatura de NDA (acordo de não divulgação) e o pagamento de taxa administrativa em linha com o praticado no mercado;
- O proprietário não deve ser obrigado a contratar capacidade para empresas sem idoneidade, com restrições de compliance ou que façam parte de listas de exclusão de negócios, ou, ainda, que não tenham habilitações para atuação no mercado, que não comprovem lastro contratual, seja de aquisição de gás natural ou de venda, ou capacidade financeira para honrar os compromissos contratuais;
- Atender a condições de elegibilidade de caráter financeiro, regulatório e técnico compatíveis com a utilização pretendida;
- O acesso ao SIE (e por consequência às UPGNs) deveria ser aberto, às empresas produtoras, comercializadoras, distribuidoras e consumidoras que poderiam contratar o gás na boca do poço, desde que em situação regular perante a ANP e com a devida comprovação de capacidade operacional e financeira para suportar as operações.

Tabela A.11 – Quais são as informações básicas que as empresas devem fornecer umas às outras durante as negociações? (Questão 11)

Publicidade de um conjunto mínimo de informações pelo proprietário/operador e prestação de informações pelo terceiro interessado	Publicidade de um conjunto mínimo de informações pelo proprietário/operador	Informações a serem definidas pelas partes	Não respondido ou sem tendência clara
20%	40%	15%	25%

Principais observações:

- Os operadores das instalações devem assegurar que todos os usuários ou usuários em potencial tenham, ao mesmo tempo, o mesmo nível de informação;
- O acesso a informações mínimas que garanta a negociação em prazo razoável não dependa do pagamento de taxas, tampouco de formalizações (*Non-Disclosure Agreements* - NDAs) que possam retardar ou possibilitar algum tipo de preferência no processo;
- Para informações específicas deverá ser assinado um termo de confidencialidade para garantir o sigilo das informações que serão trocadas entre as Partes. Assinado o termo de confidencialidade, o proprietário deverá disponibilizar aos potenciais interessados as informações relacionadas ao acesso, assim como detalhar os principais marcos até a disponibilização da capacidade da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural ao potencial utilizador;
- As informações específicas a serem fornecidas dependem, em última análise, das características de cada instalação, devendo haver liberdade entre as partes para solicitá-las e discutir a pertinência de sua divulgação no âmbito das negociações;

- Capacidades operacionais, preço dos serviços, condições de medição, qualidade do gás mix, ponto de saída e penalidades;
- Condições de acesso, de cessão de capacidade, critérios técnicos em geral, critérios para o estabelecimento das garantias relativas à contratação da capacidade, mecanismos de gestão de congestionamentos, comunicação, metodologia de cálculo das remunerações etc.;
- Com relação à remuneração de referência para os serviços padronizados, deve estar evidenciado que os preços praticados pelo proprietário (ou operador) da infraestrutura estão relacionados aos custos operacionais, aos custos dos investimentos não amortizados, limitados pelo prazo do acesso, e em taxa de retorno adequada;
- As informações confidenciais são específicas para os terceiros interessados e devem ser fornecidas no prazo máximo estabelecido pela regulação, contados do recebimento da solicitação, desde que o solicitante tenha assinado o termo de confidencialidade;
- As informações básicas a serem fornecidas variam com cada tipo de infraestrutura, devendo haver liberdade entre as partes para solicitá-las e discutir o acesso no âmbito das negociações;
- A disponibilização compulsória de informação depende de determinação motivada e expressa da ANP para solucionar conflito, e após assinatura do termo de confidencialidade pelo interessado ao acesso;
- As informações básicas que precisam ser apresentadas para viabilizar a negociação, vão desde as condições e planejamento da operação, paradas programadas, entre outros. Especificamente para UPGNs, em linha com a Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP, informações como as tecnologias e capacidades de processamento, capacidades de movimentação a montante e à jusante, as capacidades de armazenamento de líquidos extraídos do gás processado são consideradas importantes;
- No caso de terminais de GNL, os proprietários/operadores deverão dar transparência e disponibilizar, em meio eletrônico acessível a qualquer interessado, os dados e informações sobre as instalações necessárias para a análise quanto à potencial contratação dos serviços disponíveis no terminal, quais sejam: capacidades totais de recebimento, armazenamento, regaseificação, taxa de transferência e movimentação; capacidades disponíveis, em base anual, de recebimento, armazenamento, regaseificação e movimentação para possíveis novos contratos; capacidades utilizadas de recebimento, armazenamento, regaseificação e movimentação; requisitos mínimos e máximos de capacidade exigidos para o acesso ao terminal; condições operacionais e descrição das infraestruturas; condições de elegibilidade para potenciais interessados; descrição dos serviços prestados; e requisitos e protocolos de segurança;
- Para informações específicas deverá ser assinado um termo de confidencialidade para garantir o sigilo das informações que serão trocadas entre as Partes;
- Os interessados no acesso tenham ciência prévia das seguintes informações: características detalhadas da instalação; histórico da capacidade, capacidades disponível/contratada e a informação de eventual aumento de capacidade; prazos padronizados e duração dos contratos; contratos padronizados observadas as especificidades do caso; metodologia de cálculo dos preços com o detalhamento necessário para a compreensão das hipóteses que poderão alterar o preço; informação sobre os serviços que podem ser prestados de forma agregada ou não, com a sua precificação; disponibilização da informação sobre novos pedidos; cronogramas;
- As informações deverão ser detalhadas no âmbito da elaboração do Código de Conduta e Práticas de Acesso, com a participação de todos os operadores de infraestruturas essenciais;
- Após assinatura do termo de confidencialidade (NDA) e de avaliações técnicas sobre a manifestação de interesse/pedido de acesso, entende-se possível o envio da minuta de contrato, contendo as condições a serem negociadas, tais quais os critérios técnicos, jurídicos e comerciais necessários.

Tabela A.12 – Deve haver uma periodicidade (trimestral, semestral, anual, bianual etc.) para a negociação de acesso às infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento ou terminais de GNL)? Além disso, por se tratar de atividades encadeadas, seria necessário prever na nova regulamentação que haja uma sincronia e harmonização entre os prazos de negociação para o acesso aos diferentes elos da cadeia de valor do gás natural? (Questão 12)

Periodicidade e anual, com a possibilidade de negociação intermediária	Periodicidade e anual, com sincronização entre os processos dos demais elos da cadeia	Periodicidade e semestral, com revisão anual da capacidade contratada	Sem periodicidade e pré-estabelecida	Periodicidade e estabelecida entre as partes	Não respondido ou sem tendência clara
15%	25%	5%	40%	5%	10%

Principais observações:

- O acesso a gasodutos de escoamento da produção e a unidades de processamento de gás natural deve ser tratado de forma agregada;
- O acesso a terminais de GNL deve ser tratado de forma independente;
- No caso de não utilização, o operador deveria colocar numa plataforma na web as capacidades, como abertas a um terceiro interessado, desde que observadas as garantias exigidas e a remuneração do operador;
- O prazo máximo deveria ser anual, podendo ter negociações intermediárias;
- O estabelecimento regulatório de periodização para negociações de acesso pode tornar artificial ou incompatível o acesso negociado de terceiros, impondo cronogramas onde nenhum necessariamente deveria ocorrer, senão por vontade das partes;
- A eventual fixação de periodicidade para a negociação de acesso às infraestruturas viola a liberdade de contratar das partes, prevista no art. 421 Código Civil, além de não atender ao interesse de nenhuma das partes, que podem negociar o acesso a qualquer tempo. O mesmo aplica-se à proposta de sincronizar os prazos de negociação do acesso aos diferentes elos da cadeia de valor do gás natural;
- Para produtos de curto prazo, o Código de Conduta e Práticas de Acesso deve priorizar a negociação direta, por ser mais eficiente ao permitir maior flexibilidade de ajuste das condições entre as partes;
- A oferta pode ser feita anualmente com a possibilidade de contratar capacidade para até 5 anos, dando oportunidade, inclusive, para a disputa entre agentes interessados;
- A harmonização em relação aos prazos de contratação e à operacionalidade mínima do acesso às redes que compõem a cadeia de valor do gás natural é imprescindível para a eficiência e à efetividade do acesso. Portanto, merece reforçar que, além da oferta firme de longo prazo, outras modalidades também devem ser ofertadas como interruptíveis e de curto prazo;
- Haja vista a polivalente participação do transporte na cadeia logística do gás natural, é notória a preocupação deste elo em promover a harmonização operacional e comercial entre os elos da cadeia. Contudo, acredita-se que tal interoperabilidade se dará direta ou indiretamente por meio das regras previstas nos Códigos Comuns de Rede, não havendo necessidade de criação de regras adicionais para acesso e coordenação entre os agentes;

- Não deve haver periodicidade para a negociação de acesso às infraestruturas de gás natural, uma vez que o estabelecimento de cronogramas rígidos pode criar barreiras burocráticas que dificultem o acesso de terceiros interessados. Assim sendo, deve ser dada ênfase à garantia de que, independentemente do período do ano, qualquer solicitação de acesso de um terceiro interessado tenha o seu processo de negociação concluído em prazo menor possível que não inviabilize oportunidades de negócios para potenciais entrantes no mercado de gás;
- O regulamento busque resguardar alguma sincronia/harmonização entre os prazos de negociação para o acesso aos diferentes elos da cadeia de valor do gás natural, de modo a facilitar o acesso de terceiros interessados. A necessidade dessa sincronização/harmonização é tão mais importante quanto maior for a dependência de infraestruturas concentradas em empresas com participação relevante de mercado;
- Pode ser considerado uma periodicidade semestral para negociação de acesso às infraestruturas de gás natural, e uma periodicidade anual para revisão da capacidade contratada, caso o carregador queira diminuir e/ou aumentar sua capacidade previamente estabelecida no contrato. Com a maturidade do mercado esses prazos deveriam diminuir;
- O proprietário deverá envidar todos os esforços para sincronizar as fases do procedimento anual de contratação de capacidade de escoamento disponível na infraestrutura de escoamento de gás natural com o procedimento anual de contratação previsto para as unidades de processamento de gás natural, de forma a sincronizar os diferentes elos da cadeia de gás. No caso de a implementação de esforços não possibilitar a sincronização entre os elos da cadeia, o proprietário deverá informar aos potenciais escoadores as justificativas para tanto;
- Com vistas ao aprimoramento do Caderno de Boas Práticas do IBP, entende-se que pode ser incluída a possibilidade de criação de outros produtos, com prazos mais curtos, nas duas modalidades previstas (firme e interruptível), a fim de maximizar a utilização da instalação;
- Os agentes devem ser livres para escolher em quais elos da cadeia desejam atuar. Dessa forma, poderá haver descasamento de volumes entre os elos, mas sempre deverá haver comprovação de origem de volumes para a contratação do elo seguinte;
- No que tange à nova regulamentação, tendo em vista já existir orientação clara de oferta de capacidade quanto a periodicidade e sincronização dos prazos estabelecidas no Caderno de Boas Práticas, entendemos que a ANP pode aproveitar tal conteúdo para definir as diretrizes que devem estar presentes nos códigos de acesso, conforme estabelecido na Nova Lei do Gás;
- As negociações para acesso à capacidade disponível de terminais de GNL devem ocorrer com periodicidade mínima anual, que devem, sempre que possível, ser sincronizadas e harmonizadas com os demais elos da cadeia de valor do gás natural;
- Os volumes contratados no SIE devem ser disponibilizados no SIP automaticamente;
- Havendo transparência e publicidade regular das capacidades disponíveis, não deve haver necessidade de imposição de periodicidades fixas;
- Os eventuais desbalanceamentos entre demanda e oferta de produtos e serviços, potencialmente, proverão estímulo ao ajuste do mercado pela atuação dos agentes.

Tabela A.13 – Em qual momento os campos em fase de desenvolvimento devem negociar o acesso às infraestruturas de escoamento de gás natural? (Questão 13)

Com data ou prazo definido	Sem data ou prazo definido	Negociação mediante atendimento de condições mínimas e precedentes	Não respondido ou sem tendência clara
20%	25%	10%	45%

Principais observações:

- Os produtores devem ter liberdade para fazer sua solicitação de acesso quando assim julgarem apropriado, respeitado um prazo de antecedência mínimo, a ser definido pela ANP;
- A ANP deveria incentivar a negociação do acesso às infraestruturas de escoamento, entre todas as partes interessadas, desde a fase inicial de elaboração do projeto de construção de gasoduto de escoamento, anteriormente à outorga de autorização para construção, utilizando processos como, por exemplo, de chamada pública (*open season*);
- Sugere-se que não sejam definidas condições rígidas para o caso concreto, permitindo proprietários e terceiros interessados definirem esses termos;
- Não há um momento ideal ou mandatório para que os agentes tenham que realizar as contratações de acesso;
- As empresas devem ter liberdade para escolher em quais etapas desejam atuar. Assim sendo, caso a empresa que esteja desenvolvendo o novo campo deseje contratar capacidades nas infraestruturas de gás natural, isso deve acontecer de acordo com a vontade e capacidade/necessidade da empresa;
- Por ocasião da declaração de comercialidade do campo;
- Acesso negociado apenas após a obtenção de Licença Ambiental de Operação (LO) por parte do proprietário ou operador do gasoduto de escoamento.

Tabela A.14 – Contribuições adicionais sobre o tema negociação (Questão 14)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
15%	85%

Principais observações:

- Atenção às negociações envolvendo pequenos volumes, em razão do pequeno interesse na sua comercialização direta pelos produtores;
- Focar no processo ganha-ganha;
- Previsão da inclusão do “Termo de Início de Negociação” nos Código de Conduta e Prática de Acesso.

QUADRO TEMÁTICO 4 – DIRETRIZES DO CÓDIGOS DE CONDUTA E PRÁTICA DE ACESSO

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 3 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 4. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 15, 16 e 17 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.15 a A.17 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.15 – Qual a sua opinião acerca dos elementos identificados? Existem outros elementos ou princípios que devem ser adicionados às diretrizes para elaboração dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso pela ANP? (Questão 15)

Sem objeção aos elementos identificados pela ANP	Sugestão de complementação dos elementos e princípios identificados pela ANP	Avaliação crítica dos elementos e princípios identificados pela ANP	Sugestão de aprimoramento, contudo não referente ao Código de Conduta e Prática de Acesso	Não respondido ou sem tendência clara
20%	25%	5%	15%	35%

Principais observações:

- Os terminais de GNL integrados a usinas termelétricas estão submetidos à significativa volatilidade e imprevisibilidade no despacho das usinas e, consequentemente, no consumo de gás natural. Dessa forma, considerando que as capacidades de alguns terminais de regaseificação foram dimensionadas para atender aos empreendimentos termelétricos das empresas, assim como projetos futuros, a definição de medidas para prevenção da retenção de capacidade de modo sistemático não é compatível com o regime de utilização de terminais de GNL, sobretudo aqueles integrados a usinas termelétricas.
- Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso não podem suplantam as especificidades dos projetos, ou dispor de regras que permitam a relativização indevida das regras de preferência dos proprietários atribuídas conforme tais especificidades técnico-financeiras;
- É particularmente preocupante a sugestão da Nota Técnica que tais Códigos podem determinar a inclusão nos Contratos de Utilização de cláusulas sobre cessão voluntária e compulsória da capacidade contratada, em caso de retenção de capacidade de forma sistemática – tendo em vista a dificuldade inerente de estabelecimento de tais mecanismos para terminais ainda não-amortizados;
- Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso devem conter diretrizes gerais, que não devem se confundir com, nem restringir, os regulamentos de acesso de cada instalação ou a liberdade das partes para negociação do acesso;
- Podem ser contempladas normas e garantias de cumprimento a serem observadas nos contratos, como transparência na metodologia de cálculo de capacidade a ser ofertada e remuneração dos serviços prestados;
- Para uso eficiente das instalações do setor, é relevante o direcionamento para ações cooperativas entre os operadores conectados (infraestruturas essenciais, transporte e estocagem);
- Proprietários de instalações que comprovadamente não possuem volumes de produção não podem negar o acesso em suas instalações de tratamento e processamento de gás natural com capacidade ociosa;
- No caso do Terminais de GNL, é necessário haver respeito à preferência do proprietário em reservar a capacidade necessária para cumprimento de seus compromissos que, devido a particularidade do setor elétrico, precisa ficar disponível de forma sistemática, mesmo na ausência de despachos. Neste caso, caberá ao proprietário avaliar se há ou não perspectiva de despacho e liberar slots previamente reservados de forma voluntária, não compulsória;
- Deve ser discutido junto ao NFP/ANP, SBQ/ANP, SIM/ANP e INMETRO a inclusão, no Instrumento Regulatório, de diretrizes relacionadas ao uso de boas práticas de: medição

- fiscal do gás processado, juntamente com os condensados resultantes do processo; e garantia da qualidade dos produtos;
- Incluir nos Códigos de Conduta e Prática de Acesso as condições técnicas que podem inviabilizar o acesso e as condições e custos de expansão da instalação, em caso de congestionamento;
 - Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso devem apresentar as metodologias para o cálculo das remunerações dos serviços prestados. As remunerações devem respeitar o princípio da razoabilidade, devendo-se ponderar tanto a remuneração ao investimento realizado pelo proprietário quanto a eficiência do operador na condução de suas atividades. Particularmente para os investimentos não amortizados, devem ser remunerados na proporção do período de acesso solicitado por terceiro;
 - ANP na elaboração do Código de Conduta e Prática de Acesso, deve seguir os princípios do direito contratual previstos no Código Civil Brasileiro (arts. 421 e segs), a saber: autonomia contratual, probidade e boa-fé dos contratantes durante todas as etapas das negociações, incluindo a formalização do ajuste e sua execução; nulidade de cláusulas abusivas; licitude de contratos atípicos celebrados pelas partes desde que observadas as normas gerais fixadas no CC; a vinculação do proponente à proposta apresentada e exceção de contrato não cumprido (nos contratos bilaterais, o contratante não pode exigir o cumprimento da obrigação do outro, sem antes cumprir a sua própria obrigação);
 - É importante o referido Código de Conduta e Prática de Acesso regulamentar os procedimentos a serem adotados nas negociações, sem a fixação de prazo para cada etapa ou prazo para conclusão das negociações, matérias típicas da liberdade de contratar;
 - Especificamente no que se refere à justificativa de recusa ou limitação do acesso, o Código deve estabelecer rol não taxativo (rol exemplificativo) de situações que justificam tal decisão do proprietário/operador.

Tabela A.16 – Deve ser proposta a elaboração de um Código de Conduta e Prática de Acesso setorial, ou cada operador ou proprietário poderá ter a liberdade de elaborar seu próprio código, em conjunto com os terceiros interessados? (Questão 16)

Código de Conduta e Práticas de Acesso único	Código de Conduta e Práticas de Acesso por instalação	Código de Conduta e Práticas de Acesso setorial	Não respondido ou sem tendência clara
15%	10%	30%	45%

Principais observações:

- Cada operador ou proprietário deverá ter a liberdade de elaborar o seu próprio Código de Conduta e Prática de Acesso, permitindo, assim, que as diretrizes e orientações estejam mais próximas/condizentes com a realidade da infraestrutura;
- Idealmente, um código de conduta único com flexibilidade para atender as especificidades de cada estrutura;
- Em geral, a ANP deveria orientar para ter Códigos de Conduta e Prática de Acesso por tipo de instalação, ou seja, setorial;
- De forma a não engessar as atividades dos agentes, tal código deverá ser abrangente, de modo a permitir que os agentes possam pormenorizar partes que são inerentes às especificidades de suas instalações em suas regras próprias, desde que tal incorporação não seja discriminatória e implique em barreiras desnecessárias;
- Devem existir dois Código de Conduta e Prática de Acesso, um para gasodutos de escoamento e polos de processamento, e outro para terminais de GNL;

- Código de Conduta e Prática de Acesso deveriam ser submetidos a consulta pública e aprovação final da ANP devendo haver uma uniformização entre todos os operadores de um mesmo tipo de infraestrutura;
- A ANP pode elaborar Códigos de Conduta e Prática de Acesso único, com diretrizes gerais para cada setor, mas que não devem se confundir com, nem restringir, os regulamentos de acesso de cada instalação;
- Dada as possíveis peculiaridades das instalações, sugere-se que os Códigos de Conduta próprios do operador ou do proprietário devem observar os parâmetros básicos determinados pela ANP e submetidos à avaliação e colaboração da Agência e usuários interessados;
- Cada proprietário deve ter a liberdade de adaptar o modelo setorial de forma que abarque as particularidades de cada modelo de negócio estabelecido, em especial para os terminais de GNL;
- É primordial a participação ativa dos operadores dos terminais na elaboração do Código de Conduta e Prática de Acesso, devido às dificuldades operacionais específicas desse tipo de infraestrutura;
- A ANP deveria elaborar o Código de Conduta e Prática de Acesso de cada setor e garantir a sua publicidade, de forma a evitar conflitos a respeito de questões previamente regulamentadas pela ANP, no limite de sua competência;
- Se proprietário e terceiro interessado acordarem no sentido de elaborarem um Código próprio para o acesso, a ser formalizado junto ao “Termo de Início de Negociação” teriam a liberdade de fazê-lo, pois não estão obrigados a adotar o regulamento da ANP, inclusive prazo final para negociação, em razão da autonomia contratual, observados os princípios gerais do Código Civil;
- Os Código de Conduta e Prática de Acesso devem ser submetidos à aprovação da agência e que a regulação estabeleça o conteúdo mínimo sobre o documento e, ao mesmo tempo, que a agência tenha possibilidade de vetar cláusulas que contrariem os princípios legais/normativos concernentes à transparência, publicidade, objetividade, não discriminação, boas práticas da indústria, entre outros.

Tabela A.17 – Contribuições adicionais sobre o tema diretrizes do Códigos de Conduta e Prática de Acesso (Questão 17)

Comentário	Sem contribuições adicionais
20%	80%

Principais observações:

- Os Cadernos de Boas Práticas publicados pelo IBP são códigos de acesso válidos, uma vez que cobrem os elementos essenciais (transparência, acesso não discriminatório etc.) para orientar o acesso de terceiros às infraestruturas, mais especificamente de escoamento e de processamento de gás natural;
- Os Cadernos de Boas Práticas publicados pelo IBP são códigos de acesso válidos. Os Cadernos foram fruto de amplo debate entre produtores, proprietários ou não, de infraestruturas instaladas, refletindo o nível de amadurecimento do arcabouço legal e infralegal vigente à época de sua publicação. Dessa forma, a partir da publicação pela ANP da regulação que irá especificar as diretrizes para o Código de Conduta e Prática de Acesso, será possível que o mercado, o IBP e seus associados possam avaliar a necessidade de revisão;
- É fundamental que a ANP estude profundamente os serviços prestados para que haja clareza nas barreiras técnicas que possam existir em algumas instalações. E, também, a relação custo-benefício de cada serviço que será prestado pela instalação.
- Os terminais de GNL integrados a usinas termelétricas estão submetidos à significativa volatilidade e imprevisibilidade no despacho das usinas e, conseqüentemente, no

- consumo de gás natural. Dessa forma, considerando que as capacidades de alguns terminais de regaseificação foram dimensionadas para atender aos empreendimentos termelétricos das empresas, assim como projetos futuros, a definição de medidas para prevenção da retenção de capacidade de modo sistemático não é compatível com o regime de utilização de terminais de GNL, sobretudo aqueles integrados a usinas termelétricas.
- Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso não podem suplantam as especificidades dos projetos, ou dispor de regras que permitam a relativização indevida das regras de preferência dos proprietários atribuídas conforme tais especificidades técnico-financeiras;
 - É particularmente preocupante a sugestão da Nota Técnica que tais Códigos podem determinar a inclusão nos Contratos de Utilização de cláusulas sobre cessão voluntária e compulsória da capacidade contratada, em caso de retenção de capacidade de forma sistemática – tendo em vista a dificuldade inerente de estabelecimento de tais mecanismos para terminais ainda não-amortizados;
 - Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso devem conter diretrizes gerais, que não devem se confundir com, nem restringir, os regulamentos de acesso de cada instalação ou a liberdade das partes para negociação do acesso;
 - Podem ser contempladas normas e garantias de cumprimento a serem observadas nos contratos, como transparência na metodologia de cálculo de capacidade a ser ofertada e remuneração dos serviços prestados;
 - Para uso eficiente das instalações do setor, é relevante o direcionamento para ações cooperativas entre os operadores conectados (infraestruturas essenciais, transporte e estocagem);
 - Proprietários de instalações que comprovadamente não possuem volumes de produção não podem negar o acesso em suas instalações de tratamento e processamento de gás natural com capacidade ociosa;
 - No caso do Terminais de GNL, é necessário haver respeito à preferência do proprietário em reservar a capacidade necessária para cumprimento de seus compromissos que, devido a particularidade do setor elétrico, precisa ficar disponível de forma sistemática, mesmo na ausência de despachos. Neste caso, caberá ao proprietário avaliar se há ou não perspectiva de despacho e liberar slots previamente reservados de forma voluntária, não compulsória;
 - Deve ser discutido junto ao NFP/ANP, SBQ/ANP, SIM/ANP e INMETRO a inclusão, no Instrumento Regulatório, de diretrizes relacionadas ao uso de boas práticas de: medição fiscal do gás processado, juntamente com os condensados resultantes do processo; e garantia da qualidade dos produtos;
 - Incluir nos Códigos de Conduta e Prática de Acesso as condições técnicas que podem inviabilizar o acesso e as condições e custos de expansão da instalação, em caso de congestionamento;
 - Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso devem apresentar as metodologias para o cálculo das remunerações dos serviços prestados. As remunerações devem respeitar o princípio da razoabilidade, devendo-se ponderar tanto a remuneração ao investimento realizado pelo proprietário quanto a eficiência do operador na condução de suas atividades. Particularmente para os investimentos não amortizados, devem ser remunerados na proporção do período de acesso solicitado por terceiro;
 - ANP na elaboração do Código de Conduta e Prática de Acesso, deve seguir os princípios do direito contratual previstos no Código Civil Brasileiro (arts. 421 e segs), a saber: autonomia contratual, probidade e boa-fé dos contratantes durante todas as etapas das negociações, incluindo a formalização do ajuste e sua execução; nulidade de cláusulas abusivas; licitude de contratos atípicos celebrados pelas partes desde que observadas as normas gerais fixadas no CC; a vinculação do proponente à proposta apresentada e exceção de contrato não cumprido (nos contratos bilaterais, o contratante não pode exigir o cumprimento da obrigação do outro, sem antes cumprir a sua própria obrigação);

- É importante o referido Código de Conduta e Prática de Acesso regulamentar os procedimentos a serem adotados nas negociações, sem a fixação de prazo para cada etapa ou prazo para conclusão das negociações, matérias típicas da liberdade de contratar;
- Especificamente no que se refere à justificativa de recusa ou limitação do acesso, o Código deve estabelecer rol não taxativo (rol exemplificativo) de situações que justificam tal decisão do proprietário/operador.

QUADRO TEMÁTICO 5 – RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 5. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 18, 19, 20 e 21 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas tabelas A.18 a A.21 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.18 – Além do prazo de negociação, quais outros elementos seriam indicativos para a ação de Ofício da ANP, conforme §2º do art. 16 do Decreto nº 10.712, para verificar existência de eventuais controvérsias entre as partes? (Questão 18)

Aponta que a ANP só pode atuar de Ofício com base no prazo; ou não é clara a defesa de outro elemento, além do prazo.	Aponta outros elementos, além do prazo, mas relacionados ao prazo (cronograma, por exemplo)	Aponta outros elementos não necessariamente relacionados diretamente com o prazo	A ANP deve atuar somente após demanda fundamentada de uma das partes	Não respondido ou sem tendência
20%	10%	30%	20%	20%

Principais observações:

- O prazo, por si só, não deveria ser um elemento apto a fundamentar existência de controvérsia. Sugere-se que agentes e proprietários estabeleçam cronograma de negociação;
- Sugere-se que a ANP, se houver indícios de conduta anticoncorrencial, deve oficiar diretamente o CADE;
- Sugere-se que a ANP só deve deflagrar procedimento de resolução de conflitos por iniciativa própria a partir de regras específicas, fundada no convencimento de que as partes tiveram tempo suficiente para chegar a um acordo;
- Acredita ser necessárias diretrizes para que o prazo não seja longo como o de Guamaré, que durou dois anos;
- Sugere-se o envio de reporte periódico pelas contrapartes para que a ANP possa acompanhar e identificar se há justificativas plausíveis;
- Verificar se há alternativas operacionais ou de investimentos para contornar negativas de acesso;
- Importante que a ANP leve sempre em consideração prazo estabelecido entre as partes e comunicado ao órgão regulador;
- O simples término do prazo não pode ser considerado uma prática abusiva;
- Aponta como elementos a flexibilidade do proprietário, a possibilidade de o proprietário utilizar toda a capacidade e o percentual do mercado que o proprietário atende tanto para o *upstream* como *downstream*;

- Aponta divergência entre as partes, danos operacionais, condutas protelatórias, dentre outros;
- Circunstâncias que indiquem adoção de práticas anticompetitivas;
- O envolvimento da ANP deve se dar apenas mediante manifestação fundamentada de uma das partes, considerando os casos concretos;
- Sugere que prazos e parâmetros da RCNPE nº 3/2021 podem ser seguidos e aprimorados;
- Sugere que haja atuação sempre que houver trato discriminatório ou ações de bloqueio injustificado do acesso negociado, inclusive preços abusivos, além de existência comprovada de capacidade em volume e prazo significativos, concomitantemente com solicitações não atendidas;

Tabela A.19 – Em caso de controvérsias durante a negociação que levem ao possível fracasso das tratativas de acesso, qual o prazo razoável para a solução de conflito entre as partes? (Questão 19)

Prazo acordado ou determinado pelas empresas envolvidas	Defende prazo, sem mencionar um período	Defende prazo e menciona um período	Defende não haver prazo definido	Não respondido ou sem tendência
10%	15%	40%	20%	15%

Principais observações:

- Cabe às empresas a decisão do momento adequado para o tratamento do conflito. O prazo deve ser fixado pelas partes;
- O prazo de 90 dias da RCNPE nº 3/2022 foi considerado extremamente exíguo;
- O prazo de 90 dias (constante, por exemplo, da RCNPE nº 3/2022) foi considerado suficiente;
- O prazo depende da complexidade. Mais importante que prazo é atuação de fiscalização e punição pela ANP;
- Sugere prazo de 180 dias, sendo 90 aceitável como exceção;
- Defende-se não haver um prazo pré-definido;
- Defende prazo de 120 dias;
- Sugere a metodologia de negociação do Reino Unido da subseção 7.1.1 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP como adequada;
- Prazo de 30 dias ou outro acordado entre as partes ou outro determinado pela ANP;
- Sugere-se que a regulação se limite a estabelecer prazo máximo da negociação, sendo que questões adicionais devem ser livremente estabelecidas entre as partes.

Tabela A.20 – Na eventualidade de ação regulatória visando normatizar procedimento de resolução de conflito a ser aplicado pela ANP, que elementos adicionais devem ser considerados? (Questão 20)

Menciona que deve haver elementos adicionais e sugere tais elementos ou normativos como referência	Menciona que deve haver elementos adicionais por meio de criação de câmara, órgão ou protocolo próprio de resolução de conflitos	Menciona elementos adicionais diversos	Menciona que não deve haver nenhum elemento	Não respondido ou sem tendência
30%	15%	15%	5%	35%

Principais observações:

- Sugere aproveitamento de algumas disposições da Resolução Conjunta ANATEL, ANEEL, ANP nº 2/2001;
- Sugere-se criação da Câmara de Resolução de Conflitos, que seja parte integrante da ANP, ou equipe interna de resolução de conflitos;
- Sugere-se aprovação de minuta de Protocolo de Intenções, com cláusula que todas as controvérsias surgidas sejam solucionadas por arbitragem com etapa conciliatória prévia e obrigatória da ANP;
- Sugere-se que haja um processo de escalonamento, onde etapas para a resolução de conflitos sejam descritas, com prazos exequíveis e que acesso compulsório só ocorra em último caso;
- Além de elementos previstos já em lei, sugere-se que a ANP avalie a exigência de procedimentos a serem comunicados entre as partes para facilitar a identificação de comportamentos que possam protelar a negociação. Sugere-se considerar parâmetros de mercado;
- Sugerem-se como elementos adicionais informações de benchmark para definição de custos;
- Sugerem-se elementos concretos, tais como questões técnicas que inviabilizam o acesso e questões tributárias;
- Sugere a metodologia do Reino Unido, apresentada na Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP, mais adequada que a da Austrália;
- Sugerem-se melhores práticas internacionais, resoluções do CNPE e otimização do sistema;
- Não vislumbra a necessidade de nenhum elemento adicional.

Tabela A.21– Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 21)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
5%	95%

Contribuições adicionais:

- Defende-se cautela na conduta regulatória para evitar histórico de judicializações que prejudique a segurança jurídica dos investimentos realizados e traga menor liquidez ao mercado, objetivos considerados contrário àqueles defendidos com uma maior participação de agentes econômicos e facilidade de acesso não-discriminatório.

QUADRO TEMÁTICO 6 – DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 7 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 6. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.22 a A.28 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.22 – Opinião acerca das informações mínimas a serem prestados pelos operadores/proprietários das instalações e pelos terceiros interessados constantes da Subseção 8.2 da Nota Técnica Conjunta? (Questão 22)

De acordo	Insuficientes	Precisam ser alteradas	Não respondido
30%	20%	25%	25%

Principais observações:

- Os operadores/proprietários devem disponibilizar: (i) Capacidade máxima e mínima de operação; (ii) Volume da vazão; (iii) Resultado diário da operação; (iv) Condições comerciais; (v) Paradas técnicas;
- Por parte de terceiros, devem ser disponibilizados: (i) Volume de contratação; (ii) Planejamento de paradas técnicas;
- A importância do acesso está no planejamento. Os proprietários das instalações devem informar os planos de manutenção futuros e qualquer intervenção que esteja planejada que possa inviabilizar o uso da instalação;
- As informações precisam ser diárias e com previsão de uso no mês seguinte. Tal qual o ONS disponibiliza seus estudos de previsão;
- Disponibilização de dados de projeto das instalações e documentos com evidência de que elas contem com um plano de manutenção que conte com um programa de inspeção elaborado com base em níveis elevados de confiabilidade para garantir a continuidade operacional delas;
- Para os gasodutos de escoamento, sugere-se a previsão de ser informado pelo proprietário/operador se há restrições técnicas que podem inviabilizar o acesso de terceiros, da mesma forma como está previsto para as unidades de processamento e terminais de GNL, conforme detalhamento da subseção 8.2 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP. Essas restrições técnicas, caso existam, devem ser justificadas e tornadas públicas para conhecimento de todo o mercado;
- Outro tipo de informação que deve ser informada ao terceiro interessado é se o contrato envolve ou não garantias financeiras, que deve ter ampla publicidade para o mercado;
- As remunerações de terceiros e as informações de negociações em curso não devem ser publicadas por serem informações confidenciais e sensíveis;
- Também poderiam ser informados pelos proprietários de infraestruturas essenciais no seu site, de forma a tornarem-se informações públicas: a) o histórico de pelo menos cinco anos das informações listadas na Subseção 8.1 a 8.3 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP, uma vez que são fundamentais para análise de eventuais requerentes de acesso; e b) as diretrizes básicas de alocação da capacidade para cada etapa do processo de contratação;
- Devem ser consideradas, inicialmente, apenas as informações previstas na Lei e Decreto, podendo as mesmas serem aprimoradas ao longo do tempo;
- Informações sobre negociações em curso, remuneração dos serviços, entre outras, não devem ser publicadas, pois se trata de sigilo comercial;
- Com relação as informações a serem divulgadas pelos proprietários/operadores de terminais de GNL, aquelas trazidas pela Subseção 8.2.3 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP extrapolam as obrigações previstas na Lei nº 14.134/2021 e no Decreto nº 10.712/2021, sobretudo no que tange à publicidade das remunerações e informações relacionadas às negociações em curso, o que pode trazer prejuízos ao ambiente de livre concorrência;
- Recomendamos que a regulação considere ao operador informar de forma pública para todo o mercado e com atualização periódica: (i) Descrição detalhada das instalações, indicando todos os pontos relevantes que as interligam com o sistema de transporte; (ii) Duração dos contratos, isto é, não apenas o início do acesso, mas também a data de

- término da prestação dos serviços; (iii) Os termos de acesso, contendo os direitos e responsabilidades do operador e usuários, incluindo contratos padronizados e outros documentos relevantes, assim como níveis de flexibilidade e tolerância incluídos nos serviços, bem como eventuais flexibilidades a serem ofertadas e seus respectivos encargos; (iv) Metodologia de cálculo da capacidade a ser ofertada, inclusive se a capacidade foi calculada para ser ofertada de forma agregada ou desagregada com outros serviços, considerando as regras de uso pelo proprietário; (v) Racional a ser utilizado para calcular a remuneração dos serviços a serem prestados, considerando os custos efetivos da construção e os custos estimados que deverão ser igualmente informados à ANP; (vi) Previsão, em base rolante, da utilização das infraestruturas, com respaldo nos planos de desenvolvimento ou contratos de importação de GNL. Essa informação é importante para que o mercado e a ANP acompanhem a possibilidade de acesso não apenas à capacidade disponível, mas também à capacidade ociosa destas infraestruturas, inclusive para gestão de oportunidades de cargas flexíveis de GNL, quando tecnicamente factíveis; (vii) Capacidade disponível de curto prazo e/ou serviços pontuais, que devem ser atualizados com periodicidade adequada, acompanhados de instrumentos adequados a tais reservas. Ressalta-se que a oferta de serviços interruptíveis não deve reduzir a quantidade de serviços ofertados, em base firme (viii) Possibilidade de aumento da capacidade das infraestruturas por adequações operacionais; (ix) Serviços a serem prestados de forma agregada e desagregada, tendo em vista que alguns produtores possuem propriedade de instalações de processamento e tratamento de gás, mas não de escoamento. Para o GNL é importante que haja clareza em relação à capacidade de atracagem, estocagem e regaseificação de forma desagregada, para avaliação de investimentos que se fizerem necessários, incluindo informações relativas a cargas estocadas, para a possibilidade de trocas e reposição do estoque, caso o regulador entenda relevante inclui-la como forma de acesso a estas instalações; (x) Histórico mensal de utilização de capacidade, máximo e mínimo, incluindo fluxos medianos dos últimos três anos, de forma contínua, até o mês anterior;
- Não seria medida razoável a divulgação a terceiros das negociações em curso, das remunerações, das capacidades contratadas e utilizadas abertas por empresa, assim como da abertura das capacidades reservadas e utilizadas pelo proprietário, para prevenir eventuais prejuízos ao operador e aos atuais contratantes, no ambiente de livre concorrência;
 - Sugere-se que informações gerais relacionadas ao acesso, com descrição das instalações, capacidade contratada e disponível, metodologia de cálculo, prazos de contratação, padronização de contratos para as modalidades de serviço, histórico de utilização da capacidade e informações adicionais, ressaltando as informações consideradas sigilosas por lei, sejam disponibilizadas de forma periódica e de fácil acesso.

Tabela A.23 – Quais Informações adicionais que os terceiros interessados devem fornecer aos proprietários ou operadores infraestruturas de gás natural quando solicitarem informações específicas sobre uma instalação? (Questão 23)

Apresentou sugestões de informações adicionais	Não apresentou informações adicionais
60%	40%

Principais observações:

- Informações necessárias: (i) contrato social ou equivalente atualizado e arquivado na Junta Comercial ou no Registro Civil de pessoa Jurídica; (ii) certidão de CNPJ ativo; (iii) inscrição no Cadastro de Contribuintes Estadual e Municipal; (iv) as devidas autorizações da ANP para importar, transportar etc. GNL;

- Entende que o agente também deve apresentar o prazo de atendimento e eventual interesse em investir na ampliação da capacidade;
- Entende-se que, além das informações previstas na NT Conjunta da ANP, o terceiro interessado deverá comprovar o lastro contratual, bem como a capacidade técnica e financeira da companhia potencial acessante;
- Ao menos informações que comprovem a efetiva capacidade legal, técnica, operacional e financeira do interessado em contratar os serviços oferecidos pelos proprietários;
- Entendemos que as informações mínimas a serem demonstradas são: (i) Atos constitutivos, contrato social ou estatuto social em vigor, arquivado no registro ou junta comercial competente; (ii) Ata de eleição do(s) administrador(es), do(s) diretor(es) e conselheiros, arquivada no registro ou junta comercial competente, conforme aplicável; (iii) Comprovação de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica; (iv) Comprovação de inscrição no Cadastro de Contribuintes Estadual e Municipal, conforme aplicável; (v) Autorização da ANP para a importação de GNL através do Terminal nos termos da Portaria MME nº 232/2012 ou Autorização da ANP para atividade de transporte a granel de GNL por meio aquaviário nos termos da Resolução ANP nº 811/2020, conforme aplicável;
- Com relação às informações adicionais que os terceiros interessados devem fornecer aos proprietários, os Cadernos de Boas Práticas trazem a seguinte lista não exaustiva: a) Dados da empresa (Nome, Razão Social, CNPJ); b) Nome da área exploratória, campo, prospecto ou região e proprietário/operador; c) Período(s) pretendido(s) para a contratação; d) Características requeridas, incluindo: perfis de produção/capacidades solicitadas, composições e teores de contaminantes; e) Modalidade(s) de contratação pretendida(s); f) Estudo ou plano logístico que demonstre, dentro do princípio da razoabilidade, as condições planejadas para o escoamento de gás natural até o PPGN e transporte/retirada dos derivados de gás natural;
- Deve ficar evidente se seus processos são desenvolvidos com base nas melhores técnicas de gestão de processos e se a organização dispõe de um sistema de gestão, integrado ou não, e se ele é normatizado;
- Devem informar qualquer condição técnica e/ou financeira que possa afetar a transação. Além de oferecer uma previsibilidade futura de uso da instalação.

Tabela A.24A – Como deve ser feita a publicação (em sítio eletrônico da própria empresa ou no da ANP) a periodicidade de atualização dessa informação (mensal, semestral, anual)? (Questão 24)

Sítio eletrônico da própria empresa	Sítio eletrônico da ANP	Sítios eletrônicos da ANP e da própria empresa	Não respondido ou sem tendência
15%	35%	10%	40%

Tabela A.24B – Em qual prazo deverão terceiros interessados receber as informações específicas quando solicitadas? (Questão 24)

Diário	Mensal	Semestral	Periodicidade flexível, dependendo do tipo de informação	Não respondido ou sem tendência
5%	30%	5%	15%	45%

Principais observações:

- Defende-se frequência semestral;
- Entende-se que a publicação por meio de sítio eletrônico do proprietário é suficiente para os fins a que se destina. Quanto à periodicidade de atualização dessa informação, recomenda-se que seja realizada de acordo com a razoabilidade da informação a ser prestada. Ou seja, no caso de informações de cunho técnico, dos contratos ou das partes, que seja realizada sempre que houver necessidade de atualização e, no caso dos dados históricos referentes às quantidades envolvidas na operação dos contratos, em periodicidade anual;
- Deveriam ser divulgadas no sítio eletrônico da ANP as condições gerais de acesso a terceiros; incluindo as regras gerais para qualificação de terceiros interessados e do procedimento de negociação do acesso;
- As demais informações, especialmente as definidas no art. 2º da Lei nº 14.134/2021 que são sensíveis ao negócio do proprietário/operador, podem ser solicitadas pelo terceiro já qualificado, após assinatura do termo de confidencialidade, ao proprietário/operador;
- Em sítio eletrônico da ANP, atualizado diariamente;
- As publicações precisam ser diárias, ao menos nos sites das empresas. A ANP pode ter um Relatório de Acompanhamento Mensal com a organização das informações;
- Sítio da ANP, mensalmente;
- Sugerimos que a ANP publique a relação de todas as instalações objeto de acesso, incluindo projetos submetidos e autorizados e que cada operador dê transparência às suas próprias infraestruturas, obedecendo a uma padronização mínima a ser estabelecida pela Agência;
- As atualizações devem atentar-se para a natureza de cada serviço a ser ofertado, considerando o menor prazo possível;
- No sítio eletrônico da própria organização, a não ser as informações que são regulamentadas pela ANP, como, por exemplo, informação de incidentes;
- Considera que a publicação por meio de sítio eletrônico do proprietário é suficiente para os fins a que se destina;
- Quanto à periodicidade de atualização dessa informação, recomenda-se que seja realizada de acordo com a razoabilidade da informação a ser prestada;
- Considerando que a maior parte dessas informações já são encaminhadas à Agência mensalmente, sugerimos que a periodicidade da atualização no sítio eletrônico tenha a mesma periodicidade (mensal), a fim de aumentar a disponibilidade de produtos e gerar maior liquidez ao mercado;
- As informações para acesso às infraestruturas devem estar disponíveis de forma padronizada e publicadas, no mínimo, no sítio eletrônico da própria empresa, com atualização no menor tempo possível;
- Entre as alternativas elencadas pela pergunta, melhor seria atualização com periodicidade mensal. Se factível periodicidade inferior, favoreceria ainda mais amenizar a assimetria de informações entre as partes, incluindo o órgão regulador, reduzindo as possibilidades de acesso discriminatório de terceiros às infraestruturas e outras práticas anticompetitivas.

Tabela A.25 – Prazo para os terceiros interessados receberem as informações específicas quando solicitadas (Questão 25)

Sugestão de prazo específico	Sugestão de prazos diferenciados de acordo com a complexidade das informações	Sugestão de que o prazo seja acordado entre as partes	Sugestão de que o prazo seja definido pelo proprietário	Sem prazo	Não respondido ou sem tendência
35%	5%	20%	5%	10%	25%

Principais observações:

- Seria recomendável um prazo máximo de 1 semana podendo ser ampliado em função da complexidade da informação e conforme entendimento das partes;
- Prazo de 10 dias úteis;
- Prazo de até 15 dias;
- Imediatamente, ou de acordo com as exigências estabelecidas em regulamento;
- Entendemos que o prazo de recebimento e disponibilização de informações por terceiros interessados deverá ser estabelecido entre as partes de acordo com a razoabilidade e a complexidade das informações solicitadas;
- Considerando (i) o estabelecimento de um prazo máximo para as negociações; (ii) que já existem informações básicas que serão disponibilizadas ao mercado, entendemos que a solicitação de informações específicas instaurará o processo de negociação, devendo estar contido seu prazo de atendimento dentro do período total já estabelecido;
- O prazo deverá ser estabelecido pelo proprietário no Código de Conduta e Prática de Acesso, seguindo práticas de mercado típicas a cada infraestrutura essencial e as especificidades aplicáveis ao caso brasileiro;
- Consideramos que a troca de informações deve ser o mais célere possível. Informações operacionais devem ser disponibilizadas no dia seguinte à solicitação e as mais complexas não deverão ultrapassar o período de 30 dias;
- O prazo para a disponibilização pelo operador/proprietário de terminal de GNL deve ser livremente acordada entre as partes, de acordo com os princípios da boa-fé e a razoabilidade, e levando-se em consideração a complexidade das informações solicitadas.

Tabela A.26 – Informações específicas que devem ser fornecidas aos terceiros interessados, após a assinatura do termo de confidencialidade (Questão 26)

Sugestões de informações	Informações já previstas em leis e demais normas	Informações acordadas entre as partes	Todas as solicitadas	Não respondido ou sem tendência
25%	5%	10%	10%	50%

Principais observações:

- Todas as informações previamente solicitadas pelos terceiros interessados, desde que satisfeitos os prazos de antecedência exigidos;

- Entende que as informações específicas são acordadas entre as partes, conforme demanda de cada empresa;
- Podem ser fornecidas as seguintes informações específicas previstas no art. 2º, da Lei nº 14.134/2021: os serviços prestados; as capacidades disponíveis; os dados históricos referentes aos contratos celebrados; às partes; os prazos e às quantidades envolvidas, bem como as previstas no inciso VII, do art. 10 da Resolução CNPE nº 03/2022: as remunerações dos serviços prestados; as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas; os atuais usuários das instalações; e as negociações em curso, especificando a data de início;
- Não deve haver termo de confidencialidade, os dados devem ser públicos para não haver possibilidade de abuso de poder nos valores negociados para uso da infraestrutura;
- Informações comerciais, perspectiva de funcionamento, custos previstos de manutenção e custos variáveis incorridos;
- O proprietário de infraestrutura de escoamento de gás natural deverá disponibilizar aos potenciais escoadores os principais marcos até a disponibilização da capacidade da infraestrutura de escoamento de gás natural ao potencial escoador tais como: cronograma de entrada e conexão de novos gasodutos, cronograma de paradas programadas e, quando necessário, o cronograma para obtenção das licenças ambientais;
- O proprietário/operador do terminal de GNL poderá compartilhar com o terceiro interessado informações mais detalhadas a respeito da operação do terminal, bem como informações comerciais e legais que permitam as partes a avançarem na avaliação da viabilidade e na negociação do acesso, incluindo discussão de minuta de contrato;
- Após assinatura do termo de confidencialidade (NDA) e de avaliações técnicas sobre a manifestação de interesse / pedido de acesso, entende-se possível o envio da minuta de contrato, contendo as condições a serem negociadas, tais quais os critérios técnicos, jurídicos e comerciais necessários, incluindo: i) os critérios objetivos (metodologia / premissas) utilizados para o cálculo da remuneração proposta; conforme disposto na Lei nº 14.134/2021, art. 28, § 3º; ii) os critérios utilizados para alocação da capacidade para cada fase de negociação; e iii) o indicativo do preço a ser estabelecido na negociação.

Tabela A.27 – Existência de informações adicionais que são relevantes e devem ser publicadas pelos proprietários para facilitar o acesso às instalações além daquelas contidas no inciso VII do art. 10 inciso da Resolução CNPE no 3/2022 (as remunerações dos serviços prestados; as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas; os atuais usuários das instalações; e as negociações em curso, especificando a data de início) (Questão 27)

Existem informações adicionais	Não existem informações adicionais	Não respondido ou sem tendência
55%	5%	40%

Principais observações:

- É relevante que seja publicada a minuta padronizada do contrato, com as respectivas penalidades. Complementarmente à publicação da remuneração dos serviços em sítio eletrônico e da respectiva metodologia de cálculo, cabe avaliar também conferir publicidade para a memória de cálculo da remuneração, explicitando alguns de seus componentes como já é feito no caso de preço dos combustíveis por agentes de mercado que, inclusive, atualizam periodicamente a decomposição desses elementos – em base semanal. Como se explicou, a publicidade é necessária para reduzir assimetrias de informação e minimizar risco de comportamentos anticompetitivos;

- Acrescentamos os seguintes pontos que também poderiam ser informados pelos proprietários de infraestruturas essenciais no seu site, de forma a tornarem-se informações públicas: a) o histórico de pelo menos cinco anos das informações listadas na Subseção 8.1 a 8.3 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022, uma vez que são fundamentais para análise de eventuais requerentes de acesso; e b) as diretrizes básicas de alocação da capacidade para cada etapa do processo de contratação;
- Somente as condições gerais de acesso a terceiros; incluindo as regras gerais para qualificação de terceiros interessados e do procedimento de negociação do acesso, devem ser publicadas no sítio da ANP e/ou do proprietário/operador;
- os proprietários/operadores deverão dar transparência e disponibilizar, em meio eletrônico acessível a qualquer interessado, os dados e informações sobre as instalações necessárias para a análise quanto à potencial contratação dos serviços disponíveis no terminal, quais sejam: (i) capacidades totais de recebimento, armazenamento, regaseificação, taxa de transferência e movimentação; (ii) capacidades disponíveis, em base anual, de recebimento, armazenamento, regaseificação e movimentação para possíveis novos contratos; (iii) capacidades utilizadas de recebimento, armazenamento, regaseificação e movimentação; (iv) requisitos mínimos e máximos de capacidade exigidos para o acesso ao terminal. Isso pode incluir a quantidade mínima e máxima de GNL que pode ser recebida em um único navio; (v) condições operacionais (eventual restrição de atracação e desatracação em período diurno, condições meteorológicas máximas para a operação, tempo de trânsito entre área de fundeio e berço de atracação, entre outros) e descrição das infraestruturas; (vi) condições de elegibilidade para potenciais interessados obterem acesso à capacidade disponível e efetivarem a contratação; (vii) descrição dos serviços prestados; e (viii) requisitos e protocolos de segurança;
- Todas as informações que não estão estabelecidas no caderno de boas práticas ou divulgadas institucionalmente, em apresentações externas ou endereços eletrônicos da empresa;
- Recomendamos que a regulação considere ao operador informar de forma pública para todo o mercado e com atualização periódica: (i) Descrição detalhada das instalações, indicando todos os pontos relevantes que as interligam com o sistema de transporte; (ii) Duração dos contratos, isto é, não apenas o início do acesso, mas também a data de término da prestação dos serviços; (iii) Os termos de acesso, contendo os direitos e responsabilidades do operador e usuários, incluindo contratos padronizados e outros documentos relevantes, assim como níveis de flexibilidade e tolerância incluídos nos serviços, bem como eventuais flexibilidades a serem ofertadas e seus respectivos encargos; (iv) Metodologia de cálculo da capacidade a ser ofertada, inclusive se a capacidade foi calculada para ser ofertada de forma agregada ou desagregada com outros serviços, considerando as regras de uso pelo proprietário; (v) Racional a ser utilizado para calcular a remuneração dos serviços a serem prestados, considerando os custos efetivos da construção e os custos estimados que deverão ser igualmente informados à ANP; (vi) Previsão, em base rolante, da utilização das infraestruturas, com respaldo nos planos de desenvolvimento ou contratos de importação de GNL. Essa informação é importante para que o mercado e a ANP acompanhem a possibilidade de acesso não apenas à capacidade disponível, mas também à capacidade ociosa destas infraestruturas, inclusive para gestão de oportunidades de cargas flexíveis de GNL, quando tecnicamente factíveis; (vii) Capacidade disponível de curto prazo e/ou serviços pontuais, que devem ser atualizados com periodicidade adequada, acompanhados de instrumentos adequados a tais reservas. Ressalta-se que a oferta de serviços interruptíveis não deve reduzir a quantidade de serviços ofertados, em base firme (viii) Possibilidade de aumento da capacidade das infraestruturas por adequações operacionais; (ix) Serviços a serem prestados de forma agregada e desagregada, tendo em vista que alguns produtores possuem propriedade de instalações de processamento e tratamento de gás, mas não de escoamento. Para o GNL é importante que haja clareza em relação à capacidade de atracagem, estocagem e regaseificação de forma desagregada, para avaliação de investimentos que se fizerem necessários, incluindo

informações relativas a cargas estocadas, para a possibilidade de trocas e reposição do estoque, caso o regulador entenda relevante inclui-la como forma de acesso a estas instalações; (x) Histórico mensal de utilização de capacidade, máximo e mínimo, incluindo fluxos medianos dos últimos três anos, de forma contínua, até o mês anterior;

- Regras de qualificação para qualificação de terceiros interessados e para início do processo de negociação;
- Paradas programadas;
- Paradas técnicas e questões de operação e manutenção que podem impactar no planejamento de entrega do gás natural;
- Disponibilidade do proprietário de utilizar toda capacidade, considerando contratos assinados / perspectiva de produção.

Tabela A.28 – Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 28)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
15%	85%

Principais observações:

- Considerando que o objetivo é que o acesso a terceiros interessados tenha sucesso e contribua para a dinamização do mercado, qualquer elemento de empecilho precisa ser analisado e evitado, ou contornado, pela ANP;
- Quando o pedido de acesso não partir de uma Distribuidora, deve exigir a apresentação do Contrato, do Termo de Compromisso ou da Carta de Enquadramento do Usuário Final, seja como autoprodutor, autoimportador ou consumidor livre, na forma da legislação Estadual;
- Sugere-se Plano de Emergência.

QUADRO TEMÁTICO 7 – PROCEDIMENTO DE CONGESTIONAMENTO DE CAPACIDADE

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 7. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 29, 30, 31, 32 e 33 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.29 a A.32 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas. Não há uma tabela contendo contribuições adicionais, uma vez que não foram recebidas quaisquer comentários e sugestões adicionais acerca deste tema.

Tabela A.29 – Há necessidade de se introduzir regras de alocação na utilização das instalações para o gerenciamento do congestionamento? (Questão 29)

Sim	Não	Não. (Mecanismos Voluntários)	Não respondeu ou sem tendência
25%	30%	15%	30%

Principais observações:

- Ociosidades pontuais não devem ser caracterizadas como conduta anticompetitiva ou retenção de capacidade, por se tratar de característica intrínseca do negócio. Ex: volatilidade do despacho térmico e sua relação com a disponibilidade de capacidade de regaseificação;
- Peculiares características das instalações podem ter efeito sobre a programação operacional sem que isso configure congestionamento;
- Não devem ser criados mecanismos compulsórios para aproveitamento de capacidade ociosa nos terminais de GNL;
- Diminuição da reserva do proprietário ou dos contratantes deve ser voluntária, para não haver risco de não atendimento dos planos de produção ou dos compromissos de fornecimento de gás firmados;
- A ANP, com base nas informações do portfólio de cada agente, poderá avaliar sistematicamente as premissas para reserva e contratação e confrontá-las com a perspectiva de uso de tais reservas e contratações;
- Fixar regras de prioridade em caso de congestionamento poderia ignorar a preferência do proprietário;
- Determinar a ociosidade em terminais de GNL é tarefa complexa diante das flexibilidades oriundas da preferência do proprietário;
- Pela facilidade, talvez seja mais recomendável utilizar o método *pro-rata*, conjugado com algum mecanismo de descongestionamento contratual para evitar que haja reserva de capacidade sem a sua utilização sistêmica;
- a decisão de contratação de capacidade por terceiros guarda similaridades em relação aos objetivos de securitizar a produção dos agentes, conforme planos de desenvolvimento aprovados perante a ANP, e está sujeita aos mesmos fatores operacionais que o proprietário da infraestrutura, sendo esperado que haja ociosidade entre a produção contratada e a realização a cada dia;
- não devem ser estabelecidas regras de alocação na utilização ou mecanismos compulsórios como o citado “*use-it-or-lose-it*”, e que a liberação de capacidade, através da diminuição da reserva do proprietário ou dos contratantes de cada infraestrutura deve ser uma ação voluntária de cada agente;
- Não será necessário aplicar tais regras uma vez que o Regulador poderá avaliar de forma periódica as informações referentes a não utilização ou utilização parcial das capacidades das instalações de cada agente;
- Devem ser criados mecanismos para otimização do uso das infraestruturas para que não ocorra congestionamento, sem que isso implique recusa de acesso pelo proprietário da infraestrutura;
- necessária a introdução de regras de alocação na utilização das instalações para o gerenciamento do congestionamento e a arbitragem do órgão regulador, se for o caso;
- é importante ressaltar que a falta de uso não implica necessariamente em um congestionamento contratual;
- A cessão de eventual capacidade ociosa deve ser uma ação voluntária do proprietário/operador do terminal de GNL, a ser realizada de acordo com a gestão de seus inventários;
- O operador deverá disponibilizar de forma clara como operará nos casos de congestionamento, de forma a garantir previsibilidade a operação e conduta não discriminatória.

Tabela A.30 – Em relação à capacidade firme contratada, é necessário regulamentar mecanismo de perda e disponibilização de capacidade em instalações para evitar o congestionamento contratual (como por exemplo o mecanismo *use-it-or-lose-it*)? (Questão 30)

SIM ("use-it-or-lose-it")	Sim (outros mecanismos)	NÃO	Não respondido ou sem tendência
25%	10%	40%	25%

Principais observações:

- Não devem ser criados mecanismos compulsórios para aproveitamento de capacidade ociosa nos terminais de GNL;
- Diminuição da reserva do proprietário ou dos contratantes deve ser voluntária, para não haver risco de não atendimento dos planos de produção ou dos compromissos de fornecimento de gás firmados;
- É imperioso que a existência de flexibilidade necessária ao modelo de negócios de terminais de GNL não seja confundida com ociosidade ou congestionamento contratual;
- Além se serem aplicados o "*use-it-or-lose-it*" de longo prazo, sejam considerados, principalmente aos terminais de GNL, outras formas de gerenciamento do acesso. Deve ser possível também descongestionar capacidade de curto prazo, por exemplo, com perda de acesso à capacidade de GNL, cujo uso não foi confirmado antes do início do serviço, considerando, em especial, as regras de despacho do setor térmico;
- Não devem ser estabelecidas regras de alocação na utilização ou mecanismos compulsórios como o citado "*use-it-or-lose-it*", e que a liberação de capacidade, através da diminuição da reserva do proprietário ou dos contratantes de cada infraestrutura, deve ser uma ação voluntária de cada agente;
- Com relação ao acesso de terceiros às infraestruturas de terminais de GNL, tem-se que a existência de regras do tipo UIOLI ("*use-it-or-lose-it*") em países como: Bélgica, França, Itália, Espanha e Reino Unido;
- De maneira geral, mecanismos do tipo "*use-it-or-lose-it*" devem ser pensados somente para os casos em que haja prejuízo à concorrência. O Código de Conduta e Prática de Acesso irá definir as condições de acesso dos agentes, viabilizando de fato o compartilhamento do terminal em slots de disponibilidade. A capacidade reservada pelo proprietário, mesmo que não utilizada, não pode estar sob risco de perda, pois implicaria em quebra de compromissos contratuais, penalidade e graves prejuízos comerciais aos proprietários e usuários do sistema elétrico nacional;
- Antes da aplicação do mecanismo "*use-it-or-lose-it*" deve ser utilizado o mecanismo "*first-in-first-out*".

Tabela A.31 – Qual o grau de publicidade a ser dado à programação das operações das instalações? Há necessidade de divulgar os princípios que o operador segue para evitar discriminação e criação de barreiras à competição? (Questão 31)

Publicidade total do volume contratado	Publicidade total de aspectos operacionais	Publicidade limitada (ANP; Agentes qualificados)	Não divulgar programação	Não respondido ou sem tendência
5%	10%	20%	35%	30%

Principais observações:

- A programação das operações das instalações não deve ser objeto de divulgação pública, devido ao seu caráter dinâmico e estratégico;
- Os princípios da operação já constam de forma transparente nas minutas contratuais negociadas com os usuários, nos Cadernos de Boas Práticas do IBP e nos regulamentos técnicos da ANP, não havendo necessidade nem benefícios de sua maior publicidade;
- Informações quanto a efetiva programação da utilização das instalações, bem como princípios de tal processo, só devem ser revelados em detalhe àqueles carregadores sob compromissos de confidencialidade com o Operador, em razão da sensibilidade concorrencial de tais informações;
- A programação das operações das instalações não deve ser objeto de divulgação pública, posto que tal medida poderia causar prejuízos à dinâmica competitiva e operacional;
- O grau de publicidade deve ser o máximo possível, com exposição no sítio eletrônico da empresa proprietária/operadora da infraestrutura, devidamente atualizado;
- A programação é uma informação de cunho sigiloso, que só pode ser apresentada após o início das tratativas, de forma a que se verifique a viabilidade de acesso pelo interessado. Contudo, não há óbice à proposição de princípios guia *ex-ante*, de modo a evitar a criação de barreiras à competição.

Tabela A.32 – Há necessidade de se criar uma regra sobre a razoabilidade na reserva de capacidade das instalações, tal como na experiência observada ICOP (delimitando o tempo razoável de 5 anos em que o proprietário possa reservar a capacidade da instalação)? (Questão 32)

Prazo menor ou igual a 5 anos	Prazo customizado	Defende apenas critérios	Defende não haver prazos ou critérios	Não respondido ou sem tendência
10%	20%	10%	20%	40%

Principais observações:

- O marco temporal para limitar a preferência do proprietário não deve ser definido por Resolução ou Portaria, mas apreciado pela ANP, em cada caso, mediante a apresentação pelo proprietário de programa de amortização, contendo o custo total de implantação da infraestrutura e a estimativa de prazo necessário para amortização do investimento. Esse prazo originalmente proposto pelo proprietário pode sofrer variações ao longo da operação da infraestrutura em razão de fatores do mercado (demanda, preço etc.), políticas públicas e eventos internacionais;
- Prazo e revisão devem ser propostos pelo proprietário/operador de cada empreendimento à ANP (caso a caso);
- O direito de preferência deve ser exercido sem limitação de prazo ou quantidade;
- A aplicação de critérios de amortização ou outro tipo de avaliação contábil sobre o uso do ativo, entendemos que tais conceitos são aplicáveis apenas ao acesso regulado a infraestrutura, e que não cabe impor qualquer limitação econômica no usufruto do ativo;
- No caso brasileiro, ativos antigos + operador dominante, o prazo de 5 anos é excessivo, devia ser reduzido a partir de um critério técnico, não ultrapassando 2 anos;
- A fim de garantir os investimentos em infraestrutura do mercado de gás natural, pode ser criada uma regra de reserva de capacidade máxima ao proprietário das instalações;
- A preferência do proprietário deve ser ampla o suficiente para proteger os investimentos realizados pelo proprietário do Terminal de GNL, o qual foi dimensionado por este de acordo com seu plano de negócio.

Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 33): Não houve contribuições adicionais para este item.

QUADRO TEMÁTICO 8 – SISTEMAS INTEGRADOS DE ESCOAMENTO (SIEs) E DE PROCESSAMENTO (SIPs)

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 8. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 34, 35, 36 e 37 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.33 a A.36 e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.33 – Qual a sua opinião ou visão sobre os Sistemas Integrados de escoamento e de processamento, inclusive no que se refere a transparência, publicidade das informações prestadas pelos proprietários ou operadores destas instalações, condições de acesso e facilidade de acesso dos parceiros proprietários e de terceiros interessados? (Questão 34)

Defendem maior flexibilidade	Favoráveis ao status quo	Defendem que a transparência seja aprimorada	Não respondido ou sem tendência
5%	10%	15%	70%

Principais observações:

- O processo vem sendo bem-sucedido graças à legislação vigente e às diretrizes delineadas no Caderno de Boas Práticas;
- O SIP é demasiado prescritivo. Alternativamente, a exigência de cláusulas mínimas traria maior flexibilidade negocial;
- A permissão de cessão de capacidade entre os usuários é um aspecto positivo;
- Defende, alternativamente, a separação de propriedade das estruturas;
- A adoção de sistemas integrados é importante para garantir a otimização da eficiência das operações e a maximização da movimentação do gás;
- Os procedimentos dos Sistemas Integrados de Escoamento e de Processamento precisam ser melhorados;
- Requisitos de transparência das minutas e dos contratos assinados devem constar do site da ANP;
- Idealmente os proprietários atuais deveriam contratar um operador independente para o SIE e SIP;
- Existem normas de Sistema Integrado de Gestão, que têm como base a Gestão Integrada de Processos, aplicáveis aos SIEs e SIPs;
- Não há transparência de informações básicas que permitam aos interessados identificarem oportunidades de acesso;
- Deve ser dada publicidade, agregada e de fácil acesso, de todas as informações relativas às infraestruturas: regime de outorga, compartilhamento dos investimentos e

percentuais relativos a cada investidor, lógica operacional e de uso por cada investidor/contratante, se há um gestor de capacidade responsável pela programação e controle dos fluxos, se o serviço de escoamento e processamento é agregado, se o gás que percorre estas infraestruturas pode ter o fluxo redirecionado para outra que faça parte do sistema integrado e como esta decisão é tomada e em qual tempo.

Tabela A.34 – Com relação à contratação de capacidade dos Sistemas Integrados de Escoamento e de Processamento, qual a sua opinião a respeito da oferta de capacidade em duas etapas, por meio da qual é dada prioridade aos agentes que possuem direitos sobre a produção de gás natural provenientes de campos em produção, para só após a conclusão das negociações da 1ª etapa ser realizada a oferta de capacidade disponível aos demais agentes interessados? Em que medida tal priorização pode ser considerada não aderente à preferência do proprietário de que trata o § 1º do art. 28 da Lei 14.134/2021? (Questão 35)

A favor do modelo de oferta de capacidade dos SIEs e SIPs em duas etapas	Contrário ao modelo de oferta de capacidade dos SIEs e SIPs em duas etapas	Não respondido, indiferente ou sem tendência clara
20%	5%	75%

Principais observações:

- O mais importante seria a utilização da capacidade máxima do SIE;
- A oferta em duas etapas que prioriza o escoamento da produção dos campos já em operação vai na direção da garantia da segurança energética e incentiva os investimentos em produção;
- Qualquer preferência adicional à do proprietário deve ser considerada tratamento discriminatório;
- Caso haja prioridade aos campos em produção ou com expectativa de início iminente de produção, deve haver transparência das diretrizes para alocação de capacidade;
- A negociação em duas etapas reduz a atratividade e pode prejudicar a competição entre os agentes;
- Qualquer interferência no funcionamento dos sistemas poderá criar instabilidade e afugentar os investimentos, colocando em risco o incremento da oferta de gás e de flexibilidade;
- A prioridade a detentores de direitos a campos em produção poderia estar limitada a um percentual de 80%, por exemplo;
- A negociação poderia ser orientada por um critério competitivo claro como o menor preço ofertado ao mercado ou o maior desconto sobre um preço de referência;
- Se o operador/proprietário priorizar o acesso para sócios do operador/proprietário em outros empreendimentos, não estará aderente à Lei do Gás;
- Seria temerário e contraproducente impedir o escoamento e processamento por parte das empresas produtoras em favor de terceiros que não investiram e não estão produzindo;
- A divisão da oferta em etapas não guarda relação com o direito de preferência do proprietário, pois as solicitações de capacidade não fazem parte da reserva do proprietário, independentemente da etapa de oferta.

Tabela A.35 – A este respeito, qual a sua opinião sobre o modelo de funcionamento dos SIEs, em especial acerca dos aspectos da transparência das informações, determinação da remuneração, programação e alocação do escoamento pela gestora, condições de acesso e da oferta de capacidade ociosa? (Questão 36)

Defendem o aprimoramento das regras e dos procedimentos	Favoráveis ao status quo	Não respondido ou sem tendência clara
20%	15%	65%

Principais observações:

- O gestor do SIE faz a gestão do contrato de compartilhamento e não exerce atividades técnicas de operação do gasoduto, que é feita pelo operador indicado nos respectivos atos de Autorização e ou Permissão emitidos pela ANP;
- Obrigações da proprietária/gestora como responsável pela gestão desses sistemas estão bem definidas nos contratos já celebrados e naqueles cujas minutas atualmente se encontram em fase de negociação;
- As questões relacionadas com transparência das informações, determinação da remuneração, programação e alocação do escoamento pela gestora, condições de acesso e da oferta de capacidade ociosa estão todas bem delimitadas no Caderno de Boas Práticas e a mesa de negociação parece ser o local apropriado para a definição e atendimento destes temas;
- A operação poderia ser feita por uma empresa contratada pelos proprietários, caso implique redução de custos ou ganho de eficiência;
- Qualquer interferência no funcionamento dos sistemas poderá criar instabilidade e afugentar os investimentos, colocando em risco o incremento da oferta de gás e de flexibilidade;
- A operação dos dutos pela Petrobras pode garantir à empresa posição de vantagem frente a seus concorrentes, que podem ter sua disponibilidade de gás ao mercado definida pela estatal. Essas condições operacionais precisam ser, se confirmadas, corrigidas;
- A flexibilidade nos fluxos devido à contratação deste sistema integrado, que pode limitar a disponibilidade de capacidade ao acesso de terceiros;
- Caso a ANP avalie que os parceiros da Petrobras, acionistas nestas infraestruturas, tenham direito à prioridade definida em lei (preferência pela propriedade), que esta prioridade de contratação da capacidade esteja restrita à cota que cada um possui;
- A operação conjunta dos SIEs de gás natural por várias empresas contratantes pode aumentar os custos de transação do terceiro interessado em acessar à infraestrutura e tornar mais difícil o processo de fiscalização e regulação desse acesso;
- É preferível a identificação de uma pessoa jurídica como operador responsável pela prestação dos serviços da instalação, como ocorre nas demais infraestruturas de gás natural e em outras infraestruturas como aeroportos e terminais aquaviários;
- A operação e gestão deveriam ser delegadas a uma empresa independente que efetivamente promovesse a abertura, o acesso e a otimização das instalações;
- É necessária a abertura das informações sobre as capacidades não contratadas, disponíveis e ociosas das infraestruturas essenciais (escoamento, tratamento ou processamento);
- Sugere a criação de um portal eletrônico que permita a publicidade das informações ao acesso, juntamente de especificações técnicas da infraestrutura, capacidades disponíveis, tarifa e metodologia de cálculo;
- A figura de um operador responsável é de fundamental importância para garantir a funcionalidade e a segurança operacional do sistema.

Tabela A.36 – Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 37)

Apresentadas contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
10%	90%

Contribuições adicionais:

- A figura de um operador responsável é de fundamental importância para garantir a funcionalidade e a segurança operacional do sistema, desde que ele faça uso de boas práticas de gestão e segurança operacional, inclusive análise de riscos;
- Não há uma clareza sobre os processos de solicitação de acesso e a ANP termina por não ter conhecimento claro das dificuldades colocadas;
- Os sócios nem sempre têm interesse em criar estruturas comerciais de venda de gás natural, já que a sua rentabilidade vem da produção e exportação do petróleo. Para volumes pequenos de gás natural não há interesse em vender. A preferência é a venda na boca do poço para o operador. Por isso, a ANP precisará ter uma atuação mais dinâmica no interesse do aumento da oferta de gás natural.

QUADRO TEMÁTICO 9 – CESSÃO COMPULSÓRIA DE CAPACIDADE

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 3 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 9. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 38, 39 e 40 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas tabelas A.37 a A.39 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.37 – Quais seriam os critérios necessários para regulamentação da cessão compulsória de capacidade das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)? (Questão 38)

Esgotamento de negociação	Capacidade Contratada	Retenção sistemática de capacidade	Não deve haver critérios	Não opinou/Não respondeu
15%	15%	20%	15%	35%

Principais observações:

- A ANP deveria atuar de forma ex-post com base no monitoramento do mercado, ouvindo o SBDC;
- A cessão compulsória por implicar ingerência do Estado nas relações entre particulares deve ser aplicada em caráter excepcional e no âmbito do devido processo administrativo (...) Previamente à aplicação da referida penalidade, o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) deverá apresentar manifestação (...) A cessão compulsória, como medida de exceção, deve ser regulamentada e interpretada de forma restritiva, impondo-se a especificação, em rol taxativo, as hipóteses de aplicação de tal penalidade (...) Somente em casos de comprovação de retenção de capacidade de forma sistemática (mais de 02 vezes), apurada em procedimento específico, no âmbito do qual resta

- demonstrada a efetiva conduta anticoncorrencial, seria viável a determinação de cessão compulsória;
- Existência de capacidade disponível e de capacidade ociosa por período em que existem, concomitantemente, solicitações de acesso de terceiros; O período pode ser intermitente, com recorrência significativa, ou contínuo;
 - Se trata de alta interferência na liberdade negocial das partes; Tais medidas devem somente ser aplicadas com relação a instalações que apresentem controvérsias/conflitos de acesso que resultem na verificação de efetivas condutas anticoncorrenciais;
 - A cessão compulsória de capacidade deverá guardar relação com a dimensão da capacidade e com a lógica de alocação entre o proprietário e terceiros interessados. Para terminais de GNL consideramos importante que a ANP tenha acesso à expectativa de uso do terminal, tendo em vista os compromissos contratuais. As capacidades contratadas, mas não programadas, devem ser informadas e liberadas ao mercado com antecedência suficiente para permitir seu uso por outros interessados;
 - Não consideramos necessário estabelecer previamente critérios ou condições. Entendemos que a ANP, com base nas informações amplamente disponíveis para a agência, a partir do portfólio de cada agente, deverá avaliar sistematicamente as premissas adotadas para reserva e contratação considerando essencialmente a expectativa de performance futura do uso de tais capacidades reservadas ou contratadas. Uma vez identificado algum desvio que de forma inequívoca possa ser considerado uma infração por determinado agente, caberá a ANP comunicar o caso ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE);
 - A cessão compulsória precisa ser precedida do esgotamento da iniciativa de negociações claras e documentadas, as quais precisam ter um prazo claro para serem consideradas esgotadas dentro dos esforços razoáveis;
 - Uma das condições poderia ser a extrapolação do prazo máximo de negociação estipulado pela regulamentação. Outro critério pode ser negativa de acesso não justificada ou com justificativas improcedentes. A cessão compulsória também pode fazer parte de um conjunto mais amplo de medidas regulatórias voltadas para a abertura do mercado de gás natural à concorrência. A cessão compulsória de capacidade de infraestrutura pode ser medida complementar e integrante de um programa de desconcentração da oferta de molécula de gás (gas release). A experiência internacional mostra casos em que a cessão compulsória de capacidade faz parte de programas de gas release, especialmente como mecanismo de suporte para o caso de gestão de congestionamento contratual;
 - critérios e condições para regulamentação de cessão compulsória de capacidade das infraestruturas devem ser pensados somente para os casos em que haja prejuízo à concorrência. Além disso, os terminais de GNL baseados em LNG-to-Power não se enquadram em eventual regulamentação de cessão compulsória de capacidade;
 - A adoção de mecanismos de perda e alocação compulsória de capacidade firme é inapropriada para terminais de GNL associados a usinas termelétricas, uma vez que o seu fator de utilização está ligado a fatores relacionados ao despacho termelétrico e, portanto, de difícil previsão;
 - O parâmetro seria o não uso, somado à ausência de justificativa razoável para o não uso.

Tabela A.38 – Seria necessário regulamentar critérios diferenciadores para aplicação da medida de cessão compulsória nas modalidades temporária e permanente? (Questão 39)

Sim	Não	Não opinou/ Não respondeu
25%	30%	45%

Principais observações:

- A ANP deveria atuar de forma *ex-post* com base no monitoramento do mercado, ouvindo o SBDC (Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência) em caso de configuração, de fato, de abuso do proprietário, e não de forma *ex-ante*, inferindo que os proprietários das instalações estão exercendo práticas anticoncorrenciais;
- O fundamento jurídico para determinação da cessão compulsória é a conduta anticoncorrencial decorrente da retenção sistemática de capacidade da infraestrutura, sendo irrelevante se a infraestrutura é temporária ou permanente;
- Tratar de forma específica as situações temporárias recorrentes e as permanentes;
- Os critérios podem ser os mesmos, obedecendo a uma métrica distinta para avaliar a não utilização da capacidade;
- A ANP deve atuar *ex-post* com base no monitoramento do mercado, submetendo eventuais indícios de infração à ordem econômica ao CADE, e não *ex-ante*, inferindo que os proprietários das instalações estão exercendo práticas anticoncorrenciais;
- Sim para que não ocorra desincentivo ao investimento na ampliação ou construção de novas infraestruturas. A cessão compulsória permanente pode ser uma penalidade para situações mais extremas e reiteradas de adoção de conduta oportunista;
- Cessão permanente deve ter condições mais rigorosas para ocorrer, visto que se tratará, na prática, do fim do contrato.

Tabela A.39 – Você tem contribuições adicionais sobre o tema cessão compulsória de capacidade? (Questão 40)

Sim	Não opinou/ Não respondeu
5%	95%

Principais observações:

- A cessão compulsória, na qualidade de intervenção restritiva do Estado na propriedade privada, impõe restrições ao uso do proprietário, assemelhando-se à figura da requisição, com a indenização a ser paga pelos terceiros beneficiados com o acesso.

QUADRO TEMÁTICO 10 – OUTROS TEMAS

Por meio do formulário eletrônico disponibilizado via *Forms* no site da ANP, foram propostas 4 questões na Consulta Prévia nº 1/2023 em relação ao assunto do Quadro Temático 10. As tabelas apresentam, respectivamente, os resultados apurados para as Questões 41, 42, 43 e 44 da Consulta Prévia, referentes aos subtemas abordados por cada uma dessas questões. Para cada subtema, é apresentado um resumo dos posicionamentos identificados nas Tabelas A.40 a A.43 a seguir e as principais observações realizadas pelos participantes, logo após cada uma dessas tabelas.

Tabela A.40 – Existem outros princípios gerais para acesso de terceiros não incorporados pelas normativas nacionais? (Questão 41)

Aponta outros princípios	Considera suficientes princípios já existentes em documentos já publicados (por exemplo, o Caderno de Boas Práticas) ou não aponta outros princípios	Não respondido ou sem tendência
45%	10%	45%

Principais observações:

- Considera suficientes os que constam no Caderno de Boas Práticas do IBP. Princípios novos deveriam ser incorporados a estes manuais;
- Sugere-se inclusão de princípios e regras gerais seguintes: (i) previsão de um “Termo de Início de Negociação”, com regras do procedimento de negociação, prazos e formas de resolução de conflitos; (ii) possibilidade de suspender o livre acesso por um determinado tempo, em razão de fatores de segurança, manutenção, demanda extraordinária etc.; (iii) observância do direito adquirido dos proprietários e operadores de instalações que possuísem Licença Ambiental de Instalação (LI) antes da publicação da Lei nº 14.134/2021;
- Acredita ser importante que a regulação ofereça tratamento claro a empreendimentos já implementados antes da instituição do regime de acesso negociado pela Lei nº 14.134, para fins de “preservação de direito adquirido” e “segurança jurídica”;
- Aventa-se a possibilidade de trocas de cargas de GNL como uma das formas de acesso aos terminais; adicionalmente, sugere-se a possibilidade de oferta de serviços desagregados;
- Sugere-se adotar os princípios gerais contidos nos Cadernos de Boas Práticas do IBP;
- A ANP deve ter competência técnica para resolução de conflitos;
- Sugere-se a necessidade de conexão destes ativos ao Sistema de Transporte de Gás natural, por ser este o elo essencial à cadeia logística de gás natural para a formação de um mercado organizado de gás, por meio da interligação física entre o conjunto das fontes de produção/importação e a distribuição/consumo, conforme o modelo conceitual do mercado de gás da ANP. Esse desenho é característica basilar da indústria de gás natural para propiciar maior liquidez e competição entre múltiplas fontes de suprimento de gás, modicidade tarifária e segurança de abastecimento do mercado nacional;
- Sugere que sejam apresentados detalhamento da remuneração do acesso às infraestruturas, inclusive remuneração do investimento não depreciado na proporção do prazo do acesso solicitado;
- Sem apontar critérios, sugere-se que o tema seja mais bem debatido no âmbito do Código de Conduta e Prática de Acesso;
- Sugere-se necessidade de trocas com órgãos de defesa da concorrência e com a ANEEL para compor as necessidades nacionais e avaliar interesse público do acesso não discriminatório. Não se pode perder de vista a publicidade e transparência como princípios basilares;
- Sugere que haja remunerações idênticas para condições idênticas e que haja maximização da oferta de gás ao mercado, com modicidade de custos e aumento da eficiência operacional das instalações.

Tabela A.41 – Que justificativas devem ser consideradas aceitáveis para a negativa de acesso pelo proprietário ou operador da instalação? (Questão 42)

Aponta justificativas de naturezas econômica e técnica, de forma genérica ou específica	Aponta somente justificativas de natureza técnica, de forma genérica ou específica	Aponta somente justificativas de natureza econômica, de forma genérica ou específica	Não respondido ou sem tendência
60%	20%	10%	10%

Principais observações:

- Incapacidade econômica/financeira, falta de comprovação de propriedade do gás;
- Devem ser considerados critérios de elegibilidade do interessado. Além disso, sugerem-se os seguintes motivos, de ordem técnica ou econômica: limitação do escoamento de produção já contratada, falta de capacidade disponível no horizonte de tempo solicitado, problemas na qualidade do gás, quando não há tempo hábil ou interesse para realizar investimentos de adequação, quando há impactos no carregador-proprietário ou outros usuários do terminal, quando há incompatibilidades técnicas, questões de força maior, ameaças à segurança ou falta de comprovação de lastro contratual (contratos de compra e venda do gás);
- Poderiam ensejar recusa ao acesso: (i) utilização da infraestrutura pelo operador dentro do prazo previsto em um plano de amortização do investimento, período que, segundo o comentário, seria de exceção ao livre acesso; (ii) redução de solidez financeira do terceiro interessado; (iii) especificações técnicas incompatíveis; (iv) manutenções; (v) não atendimento a condições de acesso da ANP ou de um ‘Termo de Início das Negociações’; (vi) solicitação de diversos interessados ao mesmo tempo, sem que a infraestrutura possa atender a todos; (vii) o terceiro interessado estar irregular com o fisco ou seus diretores terem sido condenados por inidoneidade ou improbidade administrativa ou crime contra o sistema financeiro e economia popular;
- Poderiam ensejar recusa ao acesso: força maior, incidentes, inadimplência do terceiro interessado, inexistência de capacidade não utilizada;
- Sugere-se que seja dada publicidade numa plataforma eletrônica das capacidades que não serão utilizadas pelos detentores;
- Se condições de acesso especificadas não forem atendidas, entende-se que pode haver negativa de acesso;
- A ANP poderia avaliar e até sancionar negativas caso identificadas posturas concorrencialmente injustificadas;
- Recurso só poderia ser negado por questões técnicas ou entende-se que no caso de restrições técnicas, entende-se como aceitáveis as possibilidades de negativa;
- Critérios de elegibilidade seriam definidos pelo proprietário da infraestrutura, podendo ser qualificações de natureza jurídica, técnica, financeira ou de integridade e conformidade;
- Sugere-se apenas justificativas com embasamento técnico;
- Seriam aceitáveis para negativa de acesso justificativas referentes a danos técnicos à instalação ou imposição de prejuízo financeiro ao consumidor final;
- Sugere-se como justificativas aceitáveis: (i) imprevistos na programação operacional, (ii) solicitante do acesso não ser agente autorizado pela ANP; (iii) ausência de capacidade ociosa; (iv) ausência de capacidade disponível; (v) restrição técnica da infraestrutura para movimentar gás em uma determinada especificação;
- Sugere-se que infraestruturas essenciais que atendam contratos de relevante interesse público (como gasodutos de escoamento para atendimento de contrato termelétrico de fornecimento de energia) tenham atenção especial da regulação sobre o tema;

- Sugere-se que a recusa seja sempre justificada de forma detalhada e apresentada rapidamente, preferencialmente a tempo para que possam ter sido resolvidas durante a etapa de negociação;
- Sugere-se tratamento diferenciado para GNL, em relação ao escoamento, uma vez que há natureza distinta das infraestruturas, sendo importante dar o sinal correto para assegurar os diversos tipos de investimento. Além disso, sugere-se que questões de natureza técnica estejam disponibilizadas de forma a que seja possível buscar soluções em conjunto;
- O acesso seria condicionado a diversos fatores técnicos e econômicos, tais como: (i) existência de capacidade; (ii) viabilidade técnica e operacional; (iii) atendimento dos critérios de qualificação financeira técnica, jurídica e de integridade/conformidade; (iv) atendimento a parâmetros de qualidade do gás; (v) compatibilidade dos *LNG carriers* com o terminal; (vi) atendimento a normas de segurança; (vii) perfeito funcionamento das instalações; (viii) ausência de impactos a outros usuários do terminal; (ix) cumprimento de normas legais e regulatórias; (x) cumprimento tempestivo do terceiro de suas obrigações financeiras e contratuais;
- Inadimplência, força maior, incidentes, inexistência de capacidade não utilizada seriam razões para negativa de acesso aceitáveis;
- Sugerem-se o não atendimento ao caderno de boas práticas, falta de compliance, idoneidade no processo, qualificação financeira, técnica e jurídica ou não atendimento às exigências da ANP. Além disso, sugere-se que a negativa possa incorrer da capacidade ociosa do ativo frente a novos projetos da detentora da infraestrutura;
- Instalação sobrecarregada e impossibilidade de ampliação, além de produto fora da faixa especificada e inadimplência.

Tabela A.42 – Que critérios poderiam ser considerados objetivos para o proprietário adotar no cálculo da remuneração? Que critérios seriam inapropriados? Existiriam outros princípios para a definição da remuneração além dos já listados nas normativas nacionais? (Questão 43)

Aponta critérios que considera apropriados e inapropriados para o cálculo da remuneração	Aponta apenas critérios que seriam apropriados	Aponta apenas critérios que seriam inapropriados	Aponta que critérios devem ser estabelecidos entre as partes	Aponta que nenhum critério deveria ser estabelecido	Não respondido ou sem tendência
10%	20%	0%	30%	10%	30%

Principais observações:

- Remunerações devem ocorrer em ambiente livre, de acordo com a percepção de valor de cada agente. Deve ser resultante de critérios próprios das partes. ANP só atuaria mediante manifestação de uma das partes;
- Preços dos serviços devem ser fixados na negociação entre proprietário/operador e terceiro interessado. Devem ser os mesmos preços para todos os terceiros interessados, para evitar discriminação. A quantificação da remuneração é a modelagem econômica eleita pelo proprietário para a implantação da infraestrutura;
- ANP não deveria regular preços cobrados por terminais de GNL *ab initio*;
- O racional econômico deve ser o fundamento essencial para estabelecimento de qualquer regramento a respeito da utilização de terceiros, inclusive suas tarifas. O regulamento deveria especificar a remuneração específica pelo uso daquela instalação. Eventuais reclamações de terceiros por cobranças abusivas ou injustificadas podem ser avaliadas e até sancionadas pela ANP, se identificadas posturas concorrencialmente injustificadas;

- Sugere-se a adoção dos critérios da RANP nº 50/2011, aplicáveis a terminais de GNL, que traz a separação dos componentes que deverão remunerar os custos fixos relacionados à recepção, à armazenagem, à regaseificação, dentre outros. Sugere-se que haja tratamento semelhante para outras instalações essenciais (escoamento e processamento e tratamento de gás natural);
- Sugerem-se diretrizes que assegurem: (i) que não seja permitida utilização de custos de referência suportados pela Petrobras (lógica *intra company* de negociação); (ii) que o custo de acesso garanta igualdade de tratamento e oportunidades entre terceiros (iii) que não seja possibilitada a prática de subsídios cruzados; (iv) que sinais econômicos eficientes sejam emitidos e (v) que se incentive o bom desempenho e investimento para manutenção e aumento de capacidade;
- Diretrizes devem assegurar igualdade e oportunidade de terceiros interessados, com sinais adequados para uso eficiente, manutenção e aumento da capacidade;
- Aponta-se que os Cadernos de Boas Práticas tiveram o cuidado de proteger as partes em eventual posição intransigente, com, por exemplo, a obrigação de *Send-or-Pay*, responsabilização pela não retirada de derivados, dentre outros cuidados;
- Sugere-se que os critérios de remuneração sejam definidos pelo proprietário;
- Deveriam ser considerados custos fixos e variáveis para definição de uma taxa de remuneração aderente;
- Critérios financeiros aceitáveis internacionalmente, incluindo margens próprias ao negócio sejam eles de escoamento, processamento ou terminal de regaseificação de GNL;
- Para remuneração, sugere-se adotar critério de custos dos investimentos não amortizados e custo do capital. Sugere-se como referência a Resolução da Consulta Pública nº 9/2022 da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC), cujo art. 14-D definiu elementos que devem compor o preço de acesso praticado pelo operador do Parque de Abastecimento de Aeronaves. Adicionalmente, sugere-se não realizar exigências de participação societária como condição de acesso, em linha com o art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022;
- A precificação não deveria sofrer incidência de normas que não reflitam dinâmicas de operação. Além disso, as atividades são autorizadas, o que, na visão do comentário, não autorizaria a fixação de preços pelo regulador;
- Critérios como duração de contrato, flexibilidade, serviço prestado. A precificação deveria considerar a vantajosidade para o proprietário e o custo de oportunidade de ceder a capacidade a terceiros frente à exploração de seu negócio. Segundo o comentário, esse elemento não costuma ser levado em consideração na legislação, somente na definição da preferência do proprietário.

Tabela A.43 – Contribuições adicionais sobre o tema (Questão 44)

Apresentadas Contribuições adicionais	Sem contribuições adicionais
25%	75%

Principais observações:

- É sugerido considerar as subcategorias dos terminais de GNL, que podem ser de regaseificação ou liquefação, *onshore*, com tancagem, ou *offshore* (*FSRU – Floating Storage Regasification Unit* ou navio regaseificador, caso dos navios brasileiros), com configuração com ou sem píer. O comentário chama a atenção para casos em que um terceiro interessado, com *FSRU* próprio, solicite acesso a um terminal, que possui uma determinada autorização de operação, que está sem um *FSRU* em um determinado momento. Nesse caso, sugere-se que poderia haver um desequilíbrio nos riscos regulatórios e de responsabilidades na operação conjunta, com consequências legais e

- regulatórias. O modelo de múltiplos usuários possuiria desafios sem soluções consolidadas. Sugere-se, por fim, examinar as particularidades dos terminais de GNL;
- Sugere-se tratamento diferenciado para o acesso a produtores em terra e interligação das infraestruturas direto no sistema de distribuição local, muitas vezes os volumes não justificam economicamente a compressão para entrada no sistema de transporte e a produção local passa a ser mais eficiente;
 - Sugere-se que toda resolução da ANP privilegie simplificação, evite penalidades necessárias e facilite a digitalização dos processos de acesso, além de comunicação ágil e padronização;
 - Comentário chama a atenção para o fato de que os empreendimentos de GNL existentes ou em desenvolvimento no Brasil tiveram sua decisão de investimento tomada durante a vigência da Lei nº 11.909, de 2009, de acordo com a qual o acesso aos terminais de GNL não era obrigatório, conforme redação dada ao art. 58 da Lei nº 9.478, de 1997. Além disso, grande parte dos terminais de GNL existentes ou em desenvolvimento estão associados a empreendimentos termoeletricos, o que resulta em razoável imprevisibilidade de sua utilização. Adicionalmente, há a questão do despacho imediato (*on line*) das UTEs, o que traz complexidades para viabilização de eventual capacidade ociosa;
 - São apontadas algumas questões sobre dificuldade operacional relativas aos derivados de gás natural (exceto GLP), conforme experiência da UTGCAB. Citaram-se dificuldades para comercializá-los, como, por exemplo o não atendimento a critérios e enquadramento do C5+. Sugerem-se soluções técnico-operacionais e comerciais: a solução técnico-operacional sugerida seria não processar o LGN para o gás do usuário, alocando-o em trens de processamento que não processam LGN; a comercial, seria entregar o equivalente em energia que iria para o LGN no gás processado ao usuário, que poderia ocorrer em uma refinaria, como, por exemplo, a REDUC, ou qualquer outra localidade de entrega;
 - Sugere-se que a quantidade diária contratada seja definida a exclusivo critério do usuário;
 - Seria importante considerar instrumentos de medição.

ANEXO B – JULGAMENTO DAS ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

B.1 – Tema 1: Desverticalização

B.1.1 – Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.1.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1 – Promoção da concorrência por meio da otimização do uso das infraestruturas existentes)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	1	3	5	3
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	1/3	1	3	1
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	1/5	1/3	1	1/3
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	1/3	1	3	1
Razão de Consistência	0,0161			

Tabela B.1.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2 – Incentivo ao investimento em capacidades)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	1	1/4	1/7	1/4
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	4	1	1/3	1
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	7	3	1	4
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	4	1	1/4	1
Razão de Consistência	0,0248			

Tabela B.1.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3 - Transparência e não discriminação)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	1	5	8	5
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	1/5	1	4	1
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	1/8	1/4	1	1/3
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	1/5	1	3	1
Razão de Consistência	0,0312			

Tabela B.1.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4 - Custo regulatório para o agente regulado)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	1	1/7	1/9	1/7
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	7	1	1/3	1
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	9	3	1	3
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	7	1	1/3	1
Razão de Consistência	0,0340			

Tabela B.1.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5 - Custo administrativo para o órgão regulador)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	1	5	7	5
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	1/5	1	3	1
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	1/7	1/3	1	1/3
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	1/5	1	3	1
Razão de Consistência	0,0274			

Tabela B.1.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I: Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	0,519	0,058	0,632	0,040	0,628
Alternativa II: Exigência de separação contábil da atividade	0,201	0,198	0,164	0,217	0,154
Alternativa III: Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	0,079	0,557	0,056	0,526	0,064
Alternativa IV: Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	0,201	0,186	0,148	0,217	0,154
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.1.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I - Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura	0,176	0,009	0,214	0,002	0,073	0,474
Alternativa II - Exigência de separação contábil da atividade	0,068	0,030	0,056	0,012	0,018	0,183
Alternativa III - Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais	0,027	0,084	0,019	0,029	0,007	0,166
Alternativa IV - Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados	0,068	0,028	0,050	0,012	0,018	0,176
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.1.2 – Análise de Sensibilidade

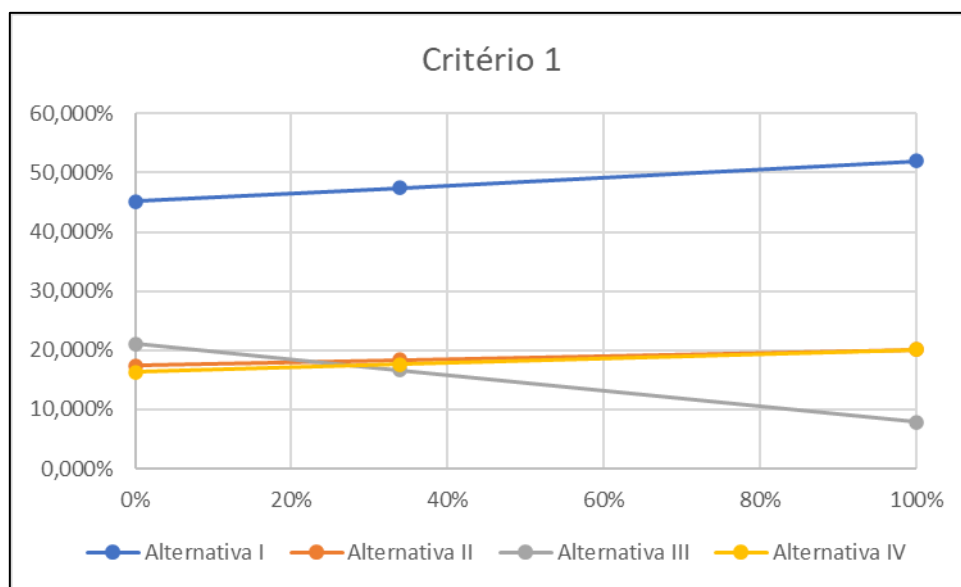
Foram geradas as Figuras B.1, B.2, B.3, B.4 e B.5, correspondentes à análise de sensibilidade dos Critérios 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente, referentes ao tema 1, Desverticalização.

Conforme verificado na Tabela B.1.7, o peso do Critério 1 foi de 33,9%. Observando o Gráfico B.1 é possível verificar que, considerando esse peso, a Alternativa I é aquela que apresenta a maior prioridade, 47,4%, seguida das Alternativas II, IV e III.

A Alternativa I se mantém aquela com maior prioridade sob a hipótese de qualquer outro peso para o Critério 1. Em outras palavras, "Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura" seria a alternativa preferida, independentemente do peso dado para o Critério 1, "Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura". As Alternativas II e IV, respectivamente "Exigência de separação contábil da atividade" e "Estabelecer exigências adicionais para agentes verticalizados", mantiveram prioridades bem próximas entre si e superiores à Alternativa III ("Permitir qualquer estrutura societária sem exigências adicionais") sempre que o peso do Critério 1 for superior a cerca de 25%.

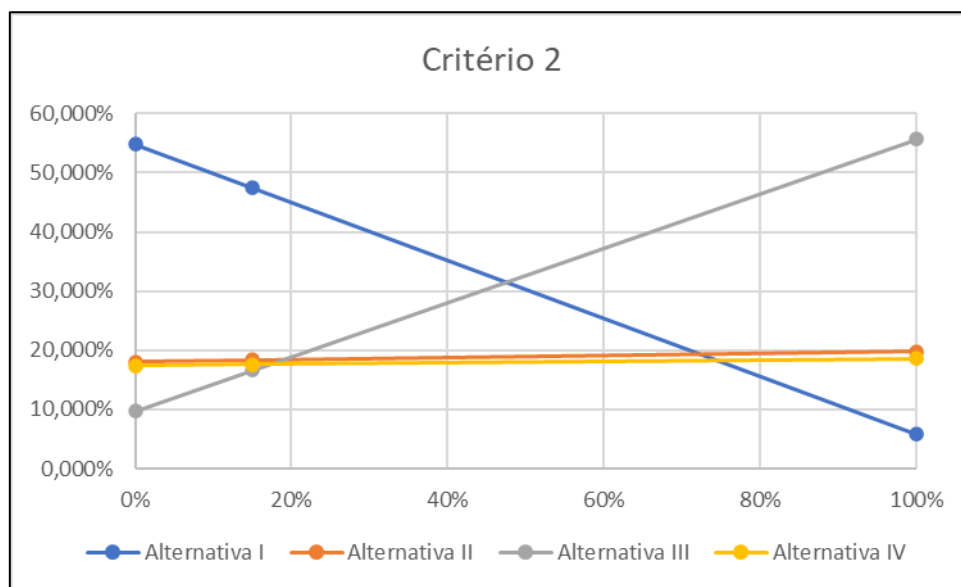
Conforme já explicitado, a Alternativa I, apesar de sua prevalência, foi descartada devido à ausência de previsão legal para "Exigência de separação funcional ou societária para promoção da independência e autonomia do operador da infraestrutura", tendo sido escolhidas as Alternativas II e IV.

Figura B.1 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 1



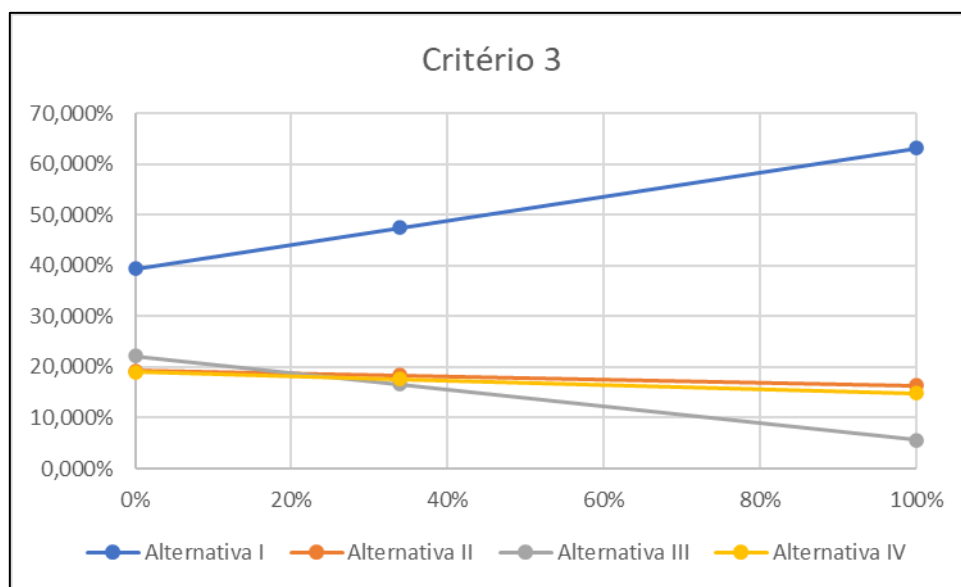
Na Figura B.2, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 2 (prioridade de 15%), referente ao “Incentivo ao Investimento”. Ao passo que a prioridade das Alternativas II e IV mantiveram-se constantes e próximas entre si em relação a qualquer valor para a prioridade do Critério 2, a Alternativa I prevaleceu sobre as demais até valores de prioridades para o Critério 2 próximas a 50%. A partir desse patamar, passou a prevalecer a Alternativa III.

Figura B.2 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 1



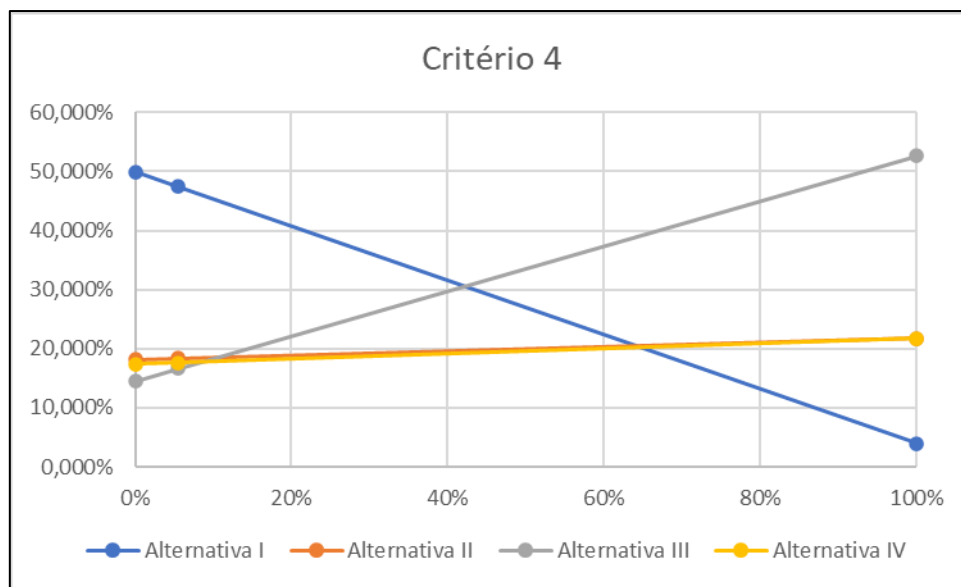
Na Figura B.3, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 3 (prioridade de 33,9%), referente à “Transparência e não discriminação”. Para esse critério, a Alternativa I prevaleceu para qualquer nível de prioridade dado à “Transparência e não discriminação”, apresentando comportamento ascendente, chegando a ultrapassar 60% quando a prioridade do Critério 3 atingiu o valor máximo de 100%. Em patamar bem inferior, encontraram-se as demais alternativas, sendo que as Alternativas II e IV passaram a prevalecer sobre a Alternativa III quando a prioridade do Critério 3 ultrapassou cerca de 35%.

Figura B.3 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 1



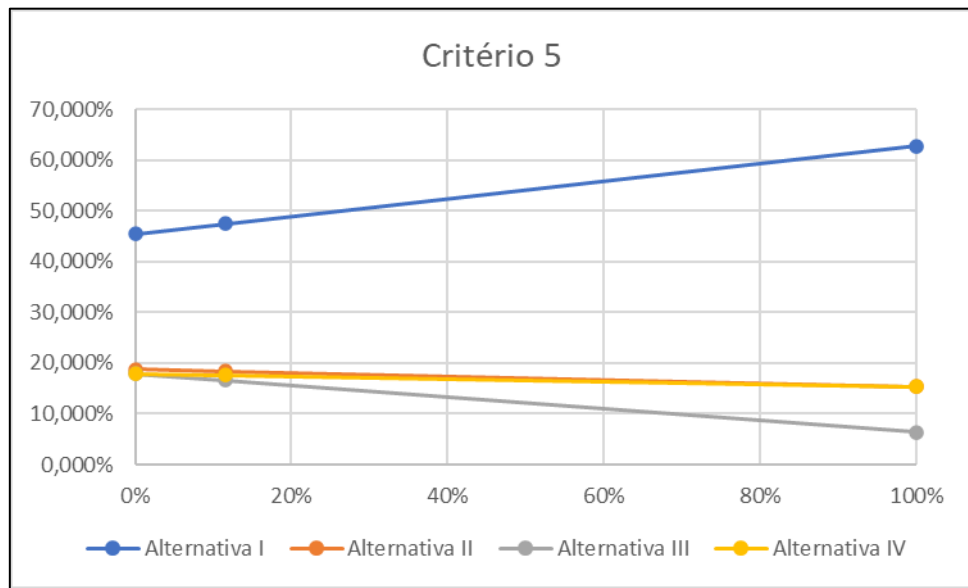
Na Figura B.4, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 4 (prioridade de 5,5%), referente ao “Custo regulatório para o agente”. Para esse critério, as Alternativas II e IV mantiveram-se próximas entre si e relativamente constantes para quaisquer valores de prioridades para o “Custo regulatório para o agente”. A Alternativa I prevaleceu sobre as demais até valores de prioridade próximos a 40% para o Critério 4, apresentando comportamento descendente até se tornar a alternativa de menor peso quando prioridades próximas a 100% foram atribuídas ao Critério 4. Já a Alternativa III passou a prevalecer a partir de prioridades superiores a 40% para o Critério 4.

Figura B.4 – Análise de Sensibilidade – Critério 4



A análise da sensibilidade do último critério, “Custo administrativo para regulador”, é apresentada na Figura B.15. Para esse critério, a Alternativa I prevaleceu para qualquer valor de prioridade, seguido pelas Alternativas II, IV e III.

Figura B.5 – Análise de Sensibilidade – Critério 5



B.2 – Tema 2: Preferência do Proprietário

B.2.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.2.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	1/3	1/4	1/2
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	3	1	1/2	2
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	4	2	1	3
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	2	1/2	1/3	1
Razão de Consistência	0,0115			

Tabela B.2.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	3	4	2
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	1/3	1	2	1/2
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	1/4	1/2	1	1/3
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	1/2	2	3	1
Razão de Consistência	0,0115			

Tabela B.2.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	1/5	1/5	1/2
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	5	1	1	4
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	5	1	1	3
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	2	1/4	1/3	1
Razão de Consistência	0,0078			

Tabela B.1.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	7	7	3
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	1/7	1	1	1/5
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	1/7	1	1	1/5
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	1/3	5	5	1
Razão de Consistência	0,0272			

Tabela B.1.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	6	5	2
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	1/6	1	1/2	1/5
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	1/5	2	1	1/3
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	1/2	5	3	1
Razão de Consistência	0,0137			

Tabela B.2.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,096	0,466	0,074	0,575	0,514
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	0,277	0,161	0,415	0,069	0,067
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	0,466	0,096	0,385	0,069	0,112
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	0,161	0,277	0,126	0,287	0,306
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.2.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

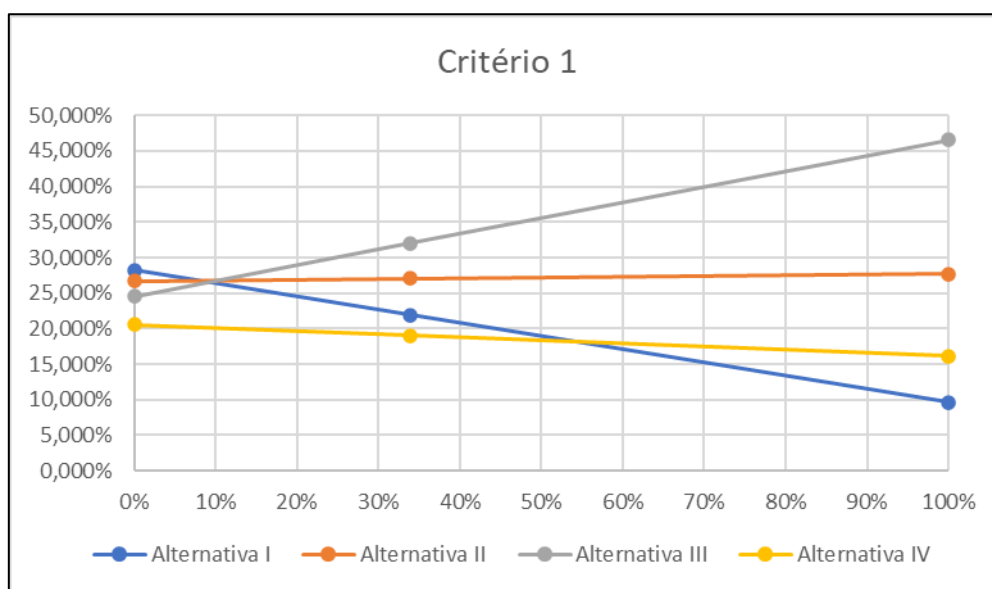
Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,033	0,070	0,025	0,032	0,060	0,219
Alternativa II: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer	0,094	0,024	0,141	0,004	0,008	0,270
Alternativa III: Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer	0,158	0,014	0,131	0,004	0,013	0,320
Alternativa IV: Preferência do Proprietário revisada a critério do operador	0,055	0,042	0,043	0,016	0,035	0,190
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.2.2 – Análise de Sensibilidade

Foram geradas as Figuras B.6, B.7, B.8, B.9 e B.10, correspondentes à análise de sensibilidade dos Critérios 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente, referentes ao Tema 2, Preferência do proprietário.

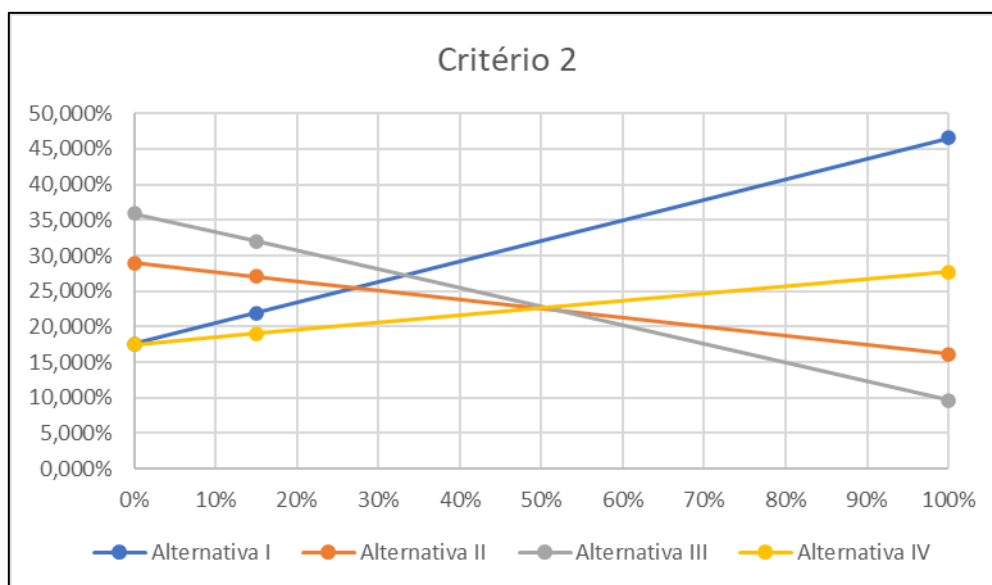
Conforme verificado na Tabela B.2.7, o peso do Critério 1 foi de 33,9%. Observando o Gráfico B.6 é possível verificar que, considerando esse peso, a Alternativa III (“Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer”) é aquela que apresenta a maior prioridade, 32,0%, seguida das Alternativas II (“Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer”), I (“Nenhuma regulamentação”) e IV (“Preferência do Proprietário revisada a critério do operador”). A Alternativa III prevalece sobre as demais a partir de valores próximos a 10% para o peso do Critério 1.

Figura B.6 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 2



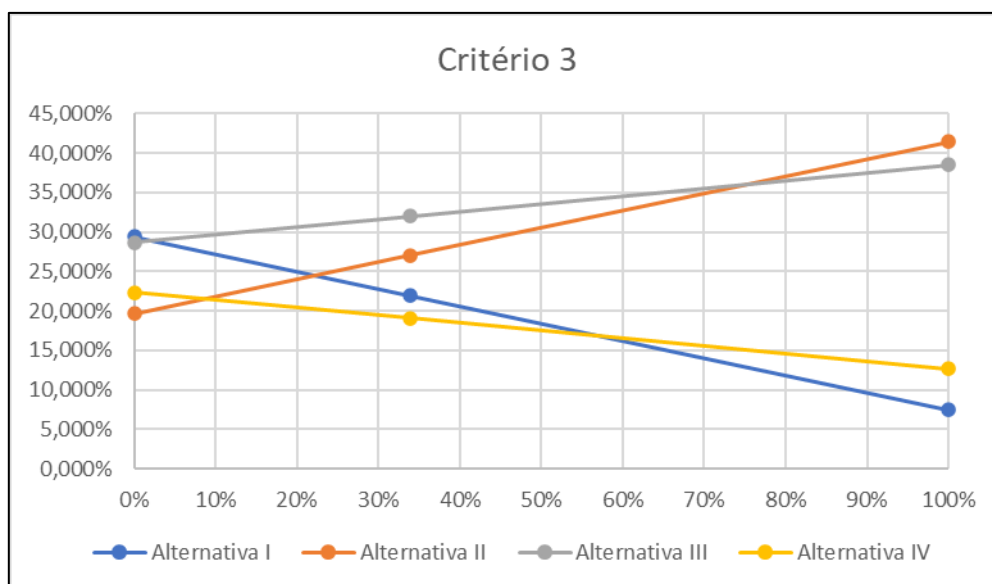
Na Figura B.7, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 2 (prioridade de 15%), referente ao “Incentivo ao Investimento”. Em valores de prioridade próximos a 15% para o Critério 2, a Alternativa III (“Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer”) é a predominante. Na medida em que cresce a relevância do Critério 2, conforme aponta a Figura B.7, passa a prevalecer a Alternativa I (“Nenhuma regulamentação”) a partir de pesos superiores a aproximadamente 32% para esse critério. Quando o peso para o Critério 2 chega próximo a valores máximos (100%), prevalece a Alternativa I, seguida da Alternativa IV (“Preferência do Proprietário revisada a critério do operador”).

Figura B.7 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 2



Na Figura B.8, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 3, referente à “Transparência e não discriminação”. Para esse critério, a Alternativa III (“Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo apenas permanecer iguais ou decrescer”) prevaleceu para o peso igual a 33,9% para o Critério 3. Para pesos ascendentes para o Critério 3, as prioridades das Alternativas III e II apresentam crescimento, sendo que a Alternativa II (“Preferência do Proprietário revisada periodicamente, com volumes podendo crescer”) passa a ser ligeiramente superior à Alternativa III a partir de prioridades maiores que 80% para a “Transparência e não discriminação”.

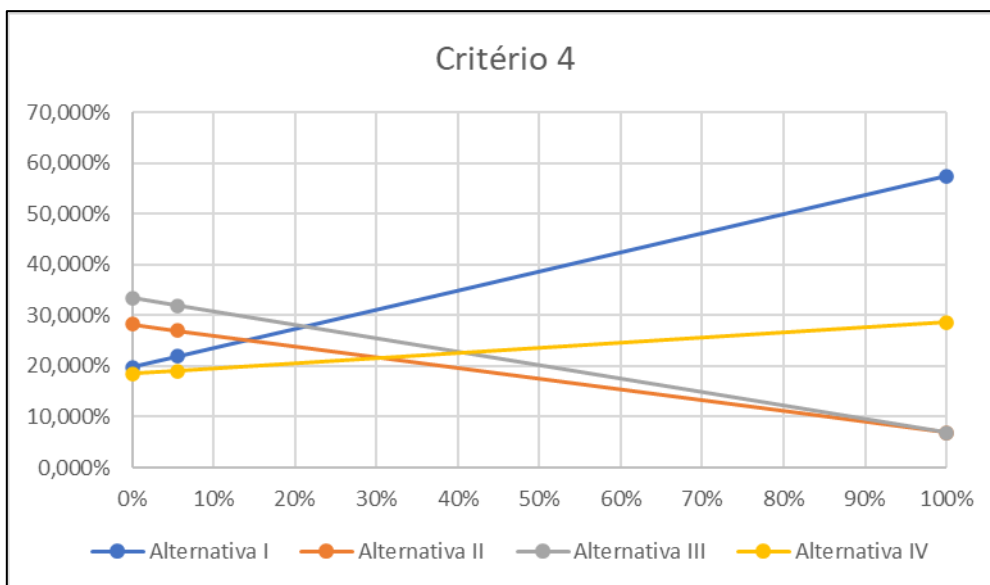
Figura B.8 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 2



Na Figura B.9, é avaliada a sensibilidade das alternativas em relação à variação do Critério 4, referente ao “Custo regulatório para o agente”, cujo peso é 5,5%. Para esse critério, a Alternativa I (“Nenhuma regulamentação”), em que nenhuma exigência é posta para o agente regulado, é predominante a partir de pesos superiores a 20%. Para o peso de 5,5%, a Alternativa III é a mais

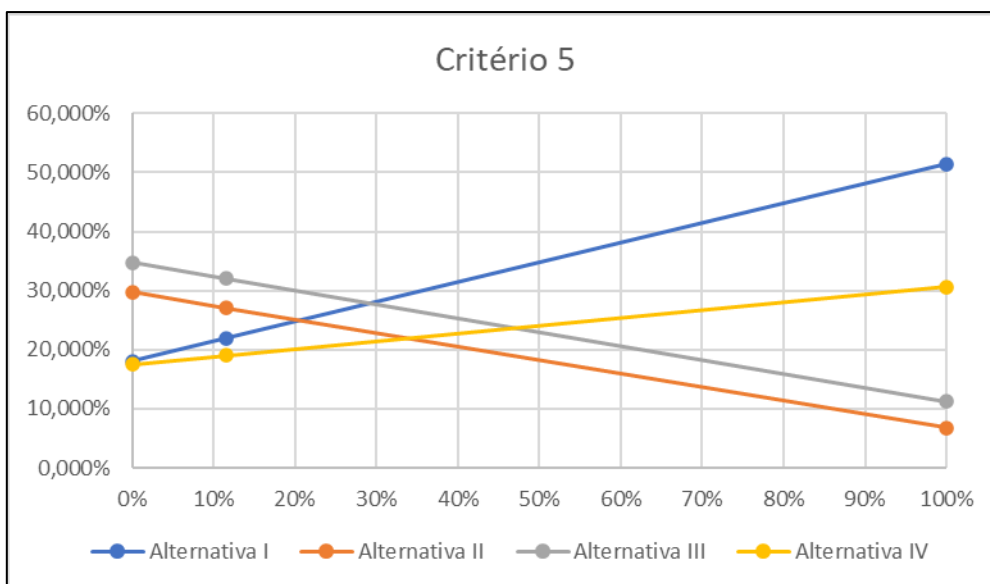
relevante, embora todas as demais apresentem prioridades razoavelmente próximas, entre aproximadamente 20% e 30%.

Figura B.9 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 2



A análise da sensibilidade do último critério, "Custo administrativo para regulador", é apresentada na Figura B.10. Para o peso de 11,6%, a Alternativa III foi a mais relevante. Quando o peso da prioridade do Critério 5 assume valores de peso superiores a 20%, a Alternativa I ("Nenhuma regulamentação") passa a ser preponderante.

Figura B.10 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 2



B.3 – Tema 3: Negociação

B.3.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.3.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	1	1/3	1/6	1/7
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	3	1	1/5	1/6
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	6	5	1	1/2
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	7	6	2	1
Razão de Consistência	0,0552			

Tabela B.3.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	1	1	3	3
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	1	1	3	3
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	1/3	1/3	1	1
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	1/3	1/3	1	1
Razão de Consistência	0,0000			

Tabela B.3.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	1	1/2	1/5	1/7
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	2	1	1/4	1/6
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	5	4	1	1/2
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	7	6	2	1
Razão de Consistência	0,0169			

Tabela B.3.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	1	2	5	7
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	1/2	1	4	6
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	1/5	1/4	1	3
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	1/7	1/6	1/3	1
Razão de Consistência	0,0374			

Tabela B.3.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	1	3	5	9
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	1/3	1	3	7
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	1/5	1/3	1	5
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	1/9	1/7	1/5	1
Razão de Consistência	0,0647			

Tabela B.3.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	0,054	0,375	0,062	0,506	0,558
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	0,102	0,375	0,096	0,326	0,268
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	0,333	0,125	0,312	0,114	0,133
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	0,511	0,125	0,530	0,054	0,042
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.3.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I - Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos	0,018	0,056	0,021	0,028	0,065	0,188
Alternativa II - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes	0,035	0,056	0,033	0,018	0,031	0,173
Alternativa III - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP	0,113	0,019	0,106	0,006	0,015	0,259
Alternativa IV - Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP	0,173	0,019	0,180	0,003	0,005	0,380
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.3.2 – Análise de Sensibilidade

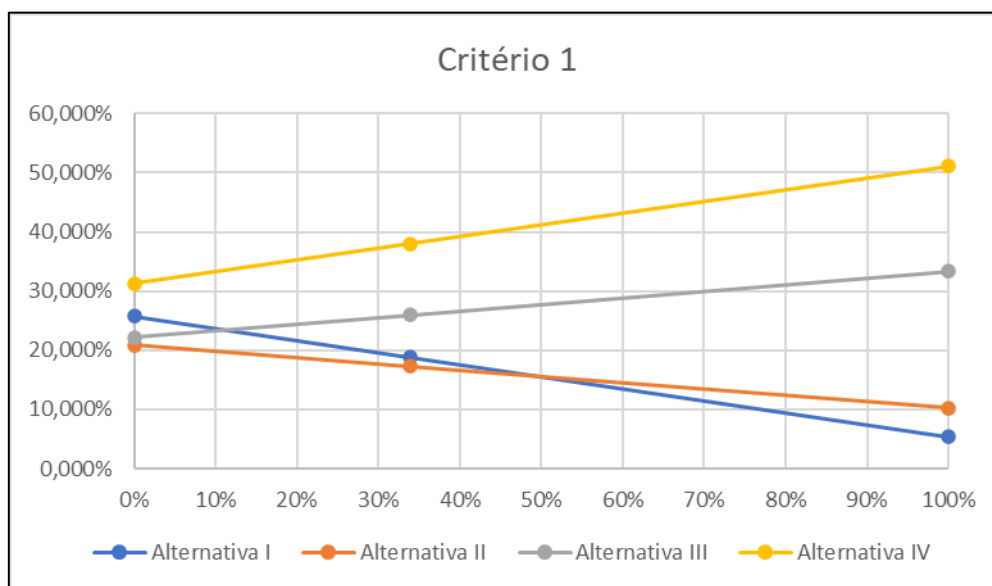
Foram geradas as Figuras B.11, B.12, B.13, B.14 e B.15, correspondentes à análise de sensibilidade dos Critérios 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente, referentes ao tema 3, Negociação.

Conforme verificado na Tabela B.3.7, o peso do Critério 1 foi de 33,9%. Observando o Gráfico B.11 é possível verificar que, considerando esse peso, a Alternativa IV é aquela que apresenta a maior prioridade, 37,991%, seguida da Alternativa III, I e II, respectivamente.

Verifica-se, também, que a Alternativa IV se mantém aquela com maior prioridade sob a hipótese de qualquer outro peso para o Critério 1. Em outras palavras, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP" é a alternativa preferida, independentemente do peso dado para o critério "Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura". Por sua vez, a alternativa III, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP", será considerada a segunda melhor alternativa, sempre que o peso do critério 1 for superior à cerca de 12%.

Por fim, as alternativas I, "Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos", e II, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes", alteram suas posições relativas de acordo com o peso do Critério 1. Quanto menor o peso do critério I dentre os demais critérios, mais preferível é a alternativa I em relação à alternativa II. Inclusive, cabe mencionar que, sob a hipótese de peso 0 para o critério 1, na cesta de critérios, a alternativa I se torna a segunda melhor alternativa.

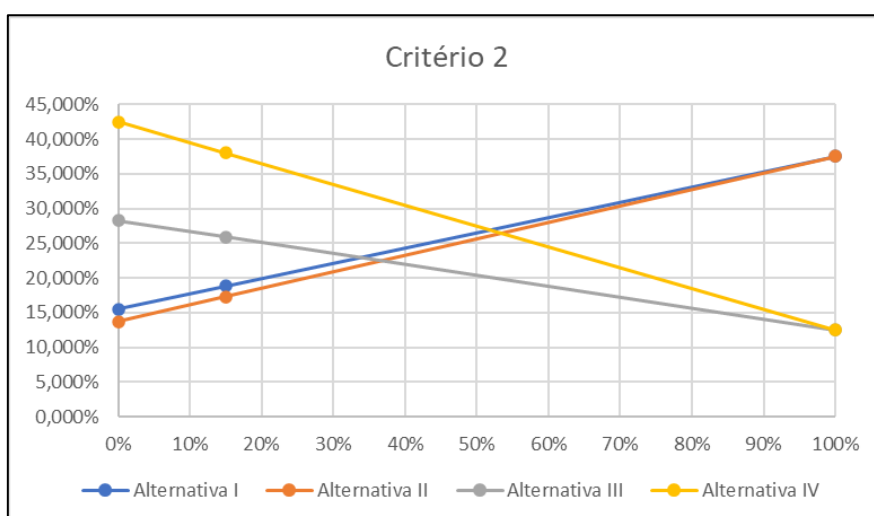
Figura B.11 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 3



Já na Figura B.12, é analisada a sensibilidade das alternativas a alterações do Critério 2, "Incentivo ao Investimento". Verifica-se que o peso final do critério foi 15%, no total da cesta de critérios. Além disso, reduções no peso desse critério mantêm a relação de preferência das alternativas inalteradas.

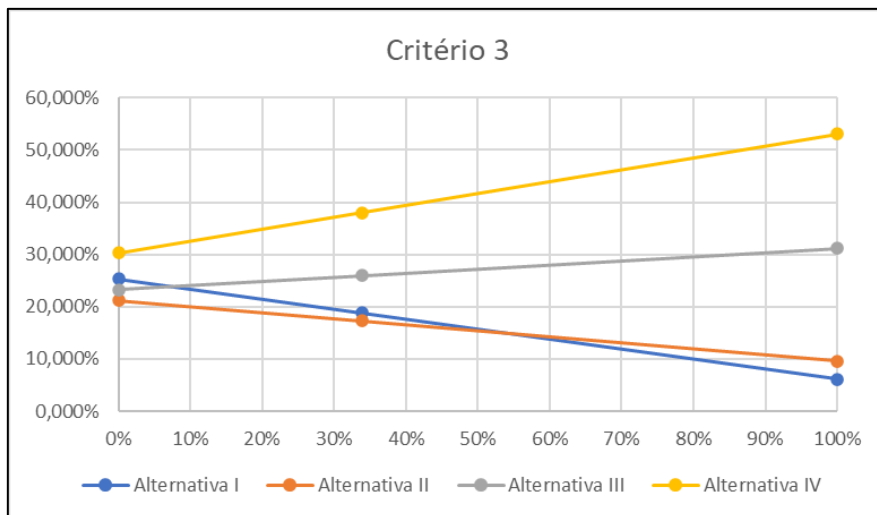
Por outro lado, com o aumento do peso do Critério 2 na cesta de critérios, a Alternativa IV, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP", progressivamente perde sua posição de preferida. No limite, isto é, quando apenas o Critério 2 é considerado, as Alternativas I, "Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos", e II, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos entre as partes", são igualmente preferidas em relação a todas as demais.

Figura B.12 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 3



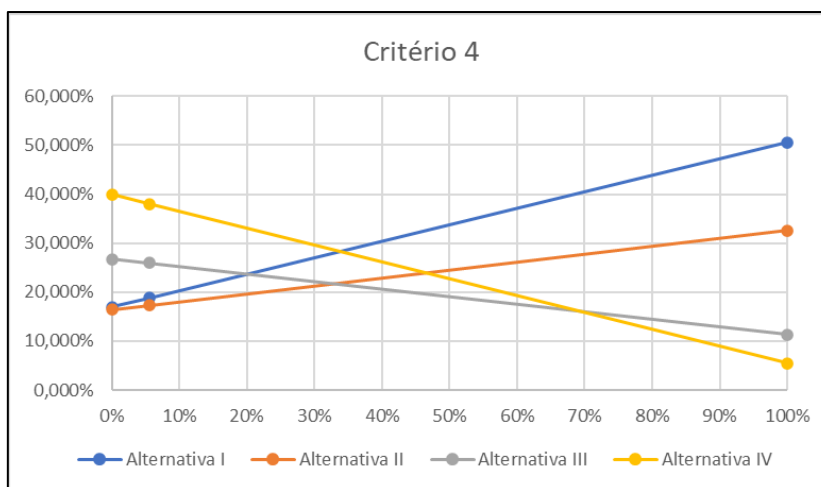
A Figura B.13, por sua vez, apresenta a sensibilidade das alternativas em relação a alterações no Critério 3, "Transparência e não discriminação". Assim como no caso do Critério 1, independente do peso do Critério 3 na cesta de critérios, a Alternativa IV, "Negociação, com prazos e procedimentos estabelecidos pela ANP e supervisão da ANP", será sempre a preferida. Cabe mencionar que, na hipótese de peso nulo para esse critério, as Alternativas I, II e III aparecem muito próximas em termos de preferência. Entretanto, com o aumento do peso do Critério 3, a Alternativa III assume a segunda preferência em detrimento das alternativas I e II.

Figura B.13 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 3



Como verificado na Figura B.14, o Critério 4 é aquele de menor peso entre os demais, 5,5%. Percebe-se que apenas para valores superiores a 35% de peso para esse critério a Alternativa IV deixaria de ser a preferível. Em outras palavras, somente na hipótese de o critério 4 ser valorado 6 vezes mais do que o valor considerado no estudo é que a alternativa IV deixaria de ser a prioritária. No limite, ou seja, no caso de "Custo regulatório para o agente" ser o único critério considerado, a Alternativa I, "Negociação, sem prazos e sem procedimentos estabelecidos" seria preferida.

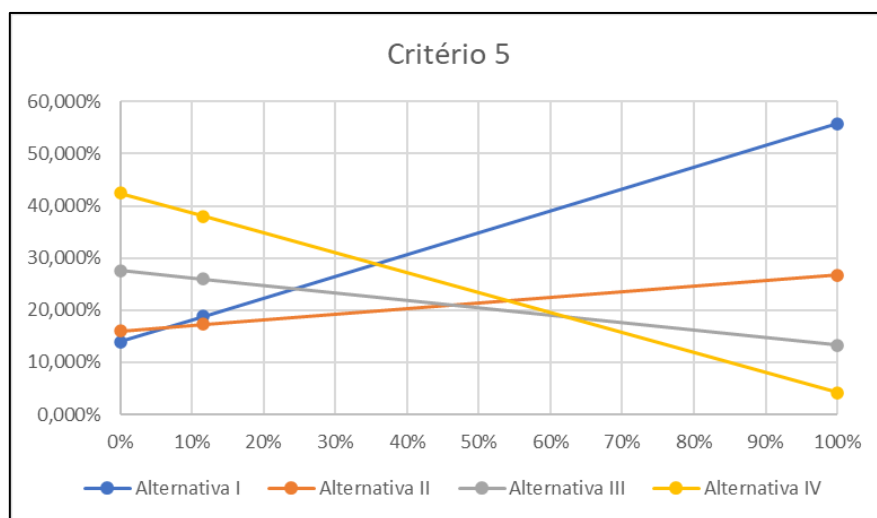
Figura B.14 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 3



A análise da sensibilidade do último critério, "Custo administrativo para regulador", é apresentada na Figura B.15. O critério 5 apresenta um comportamento muito similar ao critério 4. Para qualquer valor abaixo de 35% de peso do para o critério 5 a alternativa IV se mostra preferida. Novamente, a alternativa I se mostra preferida quando há um aumento do peso desse critério.

Em resumo, em dois critérios (1 e 3), a Alternativa IV é preferida em relação a todas as demais, independente do peso a ser atribuído a esses dois critérios. Por sua vez, a Alternativa IV é a mais bem avaliada para pesos inferiores a 50%, para o critério 2, e a 35% nos critérios 4 e 5. Verifica-se, portanto, que a Alternativa IV sobressai-se sobre as demais na análise da sensibilidade, mantendo-se preferível em qualquer um dos critérios para pesos muito acima do peso padrão, que no caso de 5 critérios, seria de 20%.

Figura B.15 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 3



B.4 – Tema 4: Resolução de Conflitos

B.4.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.4.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	1	1/3	1/4	1/6
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	3	1	1/2	1/5
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	4	2	1	1/3
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	6	5	3	1

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Razão de Consistência	0,0360			

Tabela B.4.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	1	1	2	3
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	1	1	2	3
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	1/2	1/2	1	1
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	1/3	1/3	1	1
Razão de Consistência	0,0077			

Tabela B.4.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	1	1/2	1/3	1/5
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	2	1	1/2	1/4
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	3	2	1	1/3
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	5	4	3	1
Razão de Consistência	0,0190			

Tabela B.4.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	1	1	1/5	1/3
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	1	1	1/5	1/3
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	5	5	1	2
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	3	3	1/2	1
Razão de Consistência	0,0015			

Tabela B.4.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	1	6	4	5
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	1/6	1	1/3	1/2
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	1/4	3	1	2
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	1/5	2	1/2	1
Razão de Consistência	0,0245			

Tabela B.4.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	0,066	0,354	0,085	0,099	0,598
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	0,139	0,354	0,140	0,099	0,076
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	0,233	0,161	0,233	0,518	0,203
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	0,562	0,132	0,542	0,284	0,123
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.4.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

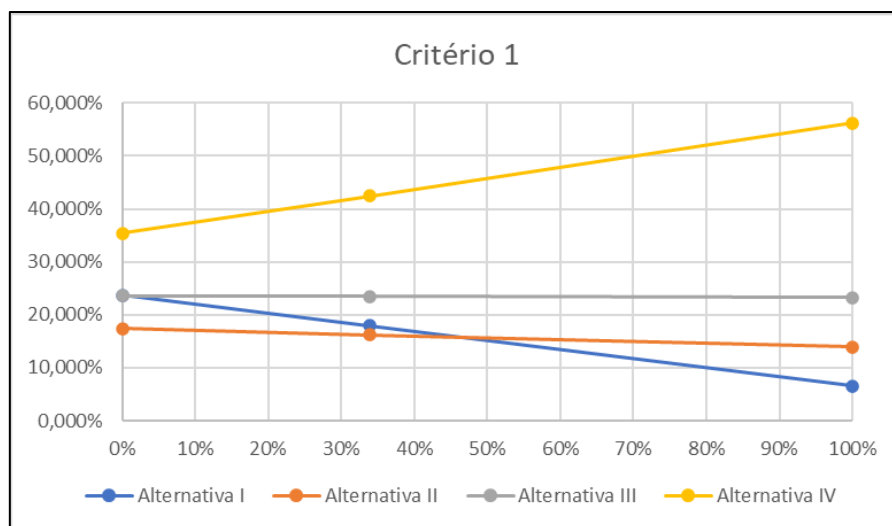
Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I - Nenhuma regulamentação	0,022	0,053	0,029	0,005	0,069	0,179
Alternativa II - Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes	0,047	0,053	0,047	0,005	0,009	0,162
Alternativa III - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício	0,079	0,024	0,079	0,029	0,024	0,235
Alternativa IV - ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021	0,191	0,020	0,184	0,016	0,014	0,424
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.4.2 – Análise de Sensibilidade

Foram geradas as Figuras B.16, B.17, B.18, B.19 e B.20, correspondentes à análise de sensibilidade dos Critérios 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente, referentes ao tema 4, Resolução de Conflitos.

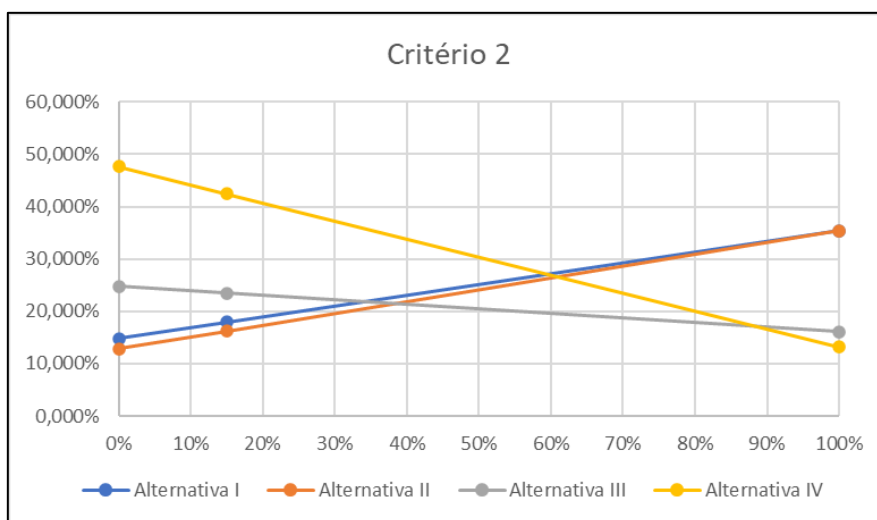
A Figura B.16, apresenta a sensibilidade das alternativas analisadas nesta temática em relação a alterações no Critério 1, "Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura". Como é possível verificar, a alternativa IV (ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, atuando de Ofício nas hipóteses previstas no § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021) se mostra preferível às demais alternativas independentemente do peso atribuído ao Critério 1. O mesmo comportamento pode ser verificado com a segunda alternativa preferida, alternativa III (Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes).

Figura B.16 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 4



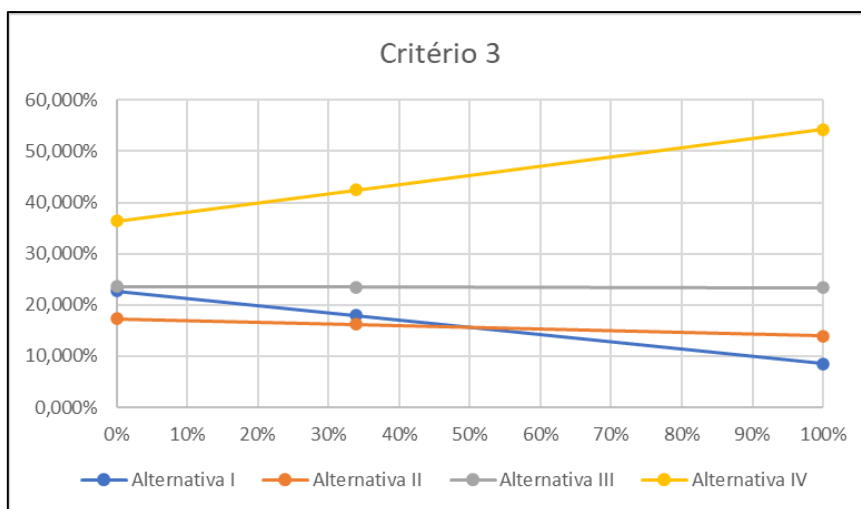
Já o Critério 2, Incentivo ao Investimento, Figura B.17, tem um peso inicial de 15% na cesta de critérios e apresenta a alternativa IV nesse nível como preferível. Apenas a partir do ponto em que o Critério 2 assume o peso igual a 60% da cesta que essa alternativa deixa de ser a de maior preferência. No limite, quando esse critério assume o peso 100%, as alternativas I (Nenhuma regulamentação) e II (Arbitramento pela ANP a pedido de uma ou ambas as partes) passam a deter a melhor pontuação.

Figura B.17 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 4



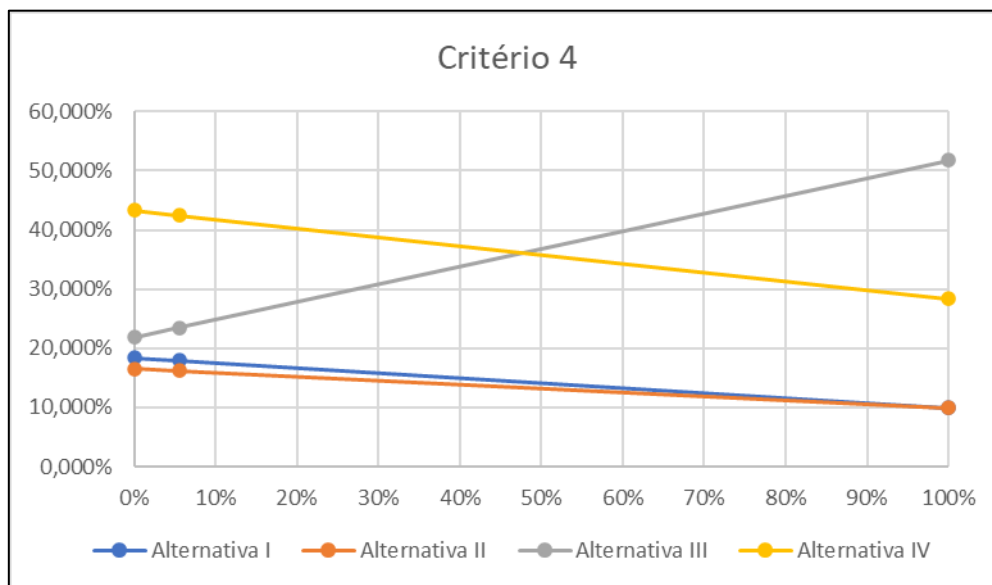
A análise da sensibilidade do Critério 3, Transparência e não discriminação, é apresentada na Figura B.18. De forma similar ao Critério 1, a Alternativa IV é considerada a preferível para qualquer peso atribuído ao Critério 3.

Figura B.18 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 4



O Critério 4, Custo regulatório para agente, analisado na Figura B.19, tem peso na cesta de critérios de 5,5%. Verifica-se que, ainda que o peso desse critério correspondesse à cerca de 50% do total de pesos, a alternativa IV ainda permaneceria com maior pontuação. A partir desse ponto, a Alternativa III (ANP faria a resolução de conflito, com preferência à mediação/conciliação, mas sem atuar de Ofício) seria aquela mais valorada.

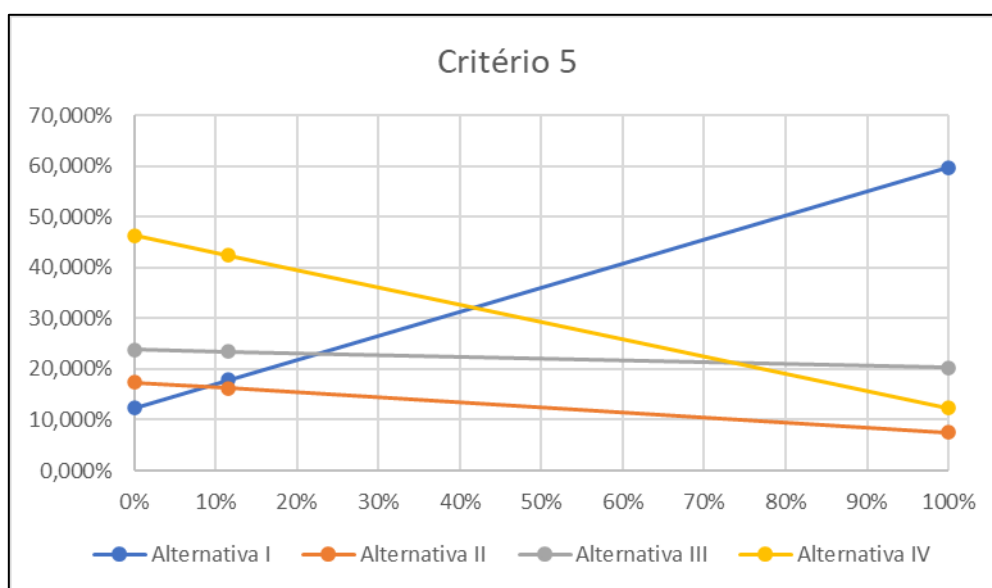
Figura B.19 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 4



De forma semelhante ao Critério 4, a análise de sensibilidade do Critério 5, custo administrativo para regulador, apresentada na Figura B.20, que parte de um peso 11,6% na cesta inicial, permite evidenciar que a Alternativa IV é preferível às demais até o ponto em que o peso do Critério 5 alcança a representatividade de 40% dos pesos. Neste caso, contudo, a Alternativa I é a mais valorada para o caso em que o Critério 5 assume o peso 100%.

Em resumo, verifica-se que em dois critérios (1 e 3), a alternativa IV é preferida em relação a todas as demais, independente do peso a ser atribuído a esses dois critérios. Por sua vez, a alternativa IV é a mais bem avaliada para pesos inferiores a 60%, para o critério 2, e 50% no critério 4, e 40% no critério 5. Enfim, verifica-se, portanto, que a alternativa IV sobressai-se sobre as demais na análise da sensibilidade, mantendo-se preferível em qualquer um dos critérios para pesos muito acima do peso padrão, que no caso de 5 critérios, seria de 20%.

Figura B.20 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 4



B.5 – Tema 5: Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso**B.5.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias**

Tabela B.5.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	1/2	1/5	1/5
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	2	1	1/3	1/3
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	5	3	1	1
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	5	3	1	1
Razão de Consistência	0,0015			

Tabela B.5.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	1	1	1
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1	1	1	1
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1	1	1	1
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	1	1	1	1
Razão de Consistência	0,0000			

Tabela B.5.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	1/3	1/7	1/7
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	3	1	1/5	1/5
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	7	5	1	1
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	7	5	1	1
Razão de Consistência	0,0278			

Tabela B.5.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	3	7	4
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1/3	1	4	2
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1/7	1/4	1	1/3
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	1/4	1/2	3	1
Razão de Consistência	0,0213			

Tabela B.5.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	1	3	8	7
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1/3	1	5	4
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	1/8	1/5	1	1/2
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	1/7	1/4	2	1
Razão de Consistência	0,0287			

Tabela B.5.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,075	0,250	0,052	0,556	0,590
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,138	0,250	0,106	0,236	0,266
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,394	0,250	0,421	0,062	0,056
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	0,394	0,250	0,421	0,147	0,088
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

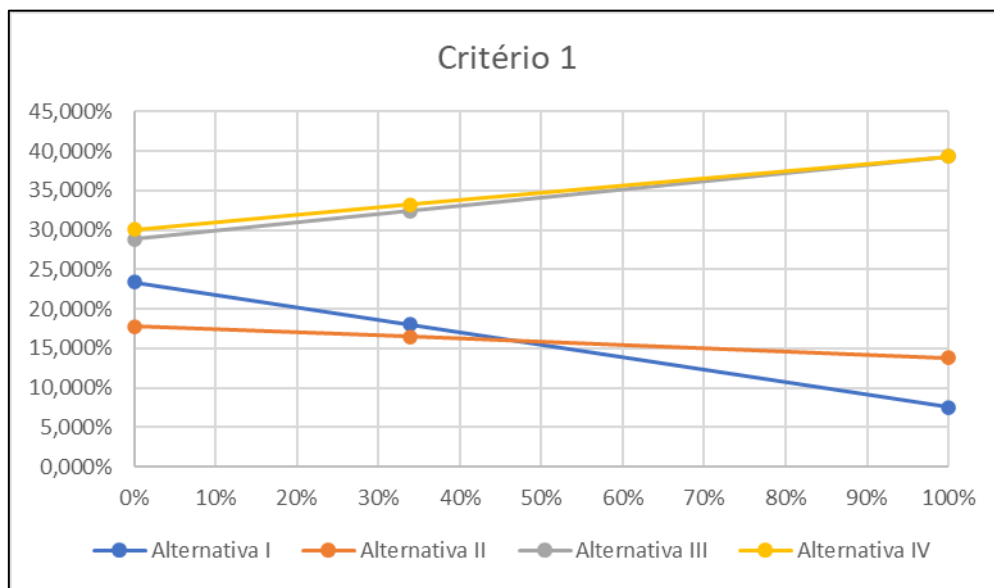
Tabela B.5.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I: Nenhuma regulamentação	0,026	0,038	0,018	0,031	0,068	0,180
Alternativa II: ANP realiza uma avaliação crítica do código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,047	0,038	0,036	0,013	0,031	0,164
Alternativa III: ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados	0,133	0,038	0,143	0,003	0,007	0,324
Alternativa IV: ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados	0,133	0,038	0,143	0,008	0,010	0,332
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.5.2 – Análise de Sensibilidade

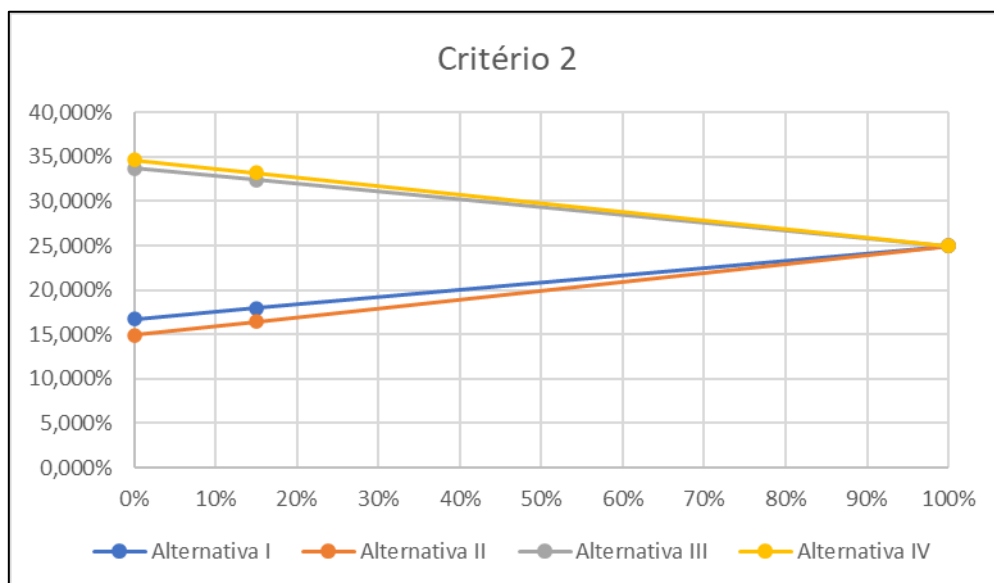
A Figura B.21 apresenta a análise de sensibilidade das alternativas do Tema 5, Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso, frente à variação do Critério 1, “Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura”. Verifica-se que para quaisquer pesos atribuídos a esse critério, as Alternativas III e IV, respectivamente referentes a “ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados” e “ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados”, predominam sobre as demais alternativas. Além disso, as Alternativas III e IV, apresentam sempre valores de prioridades muito próximos entre si, que chegam a ser praticamente idênticos quando pesos máximos são atribuídos ao Critério 1.

Figura B.21 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 5



De acordo com a Figura B.22, relativa ao Critério 2, “Incentivo a investimentos”, as Alternativas III e IV predominam sobre as Alternativas I e II quando a prioridade dada para esse critério é de 15%. Quando o peso do Critério 2 aumenta em relação aos demais critérios, as prioridades de todas as alternativas convergem para o mesmo valor de 25%, o que se deve ao julgamento realizado, que indicou que as alternativas não apresentariam diferenças entre si frente ao Critério 2.

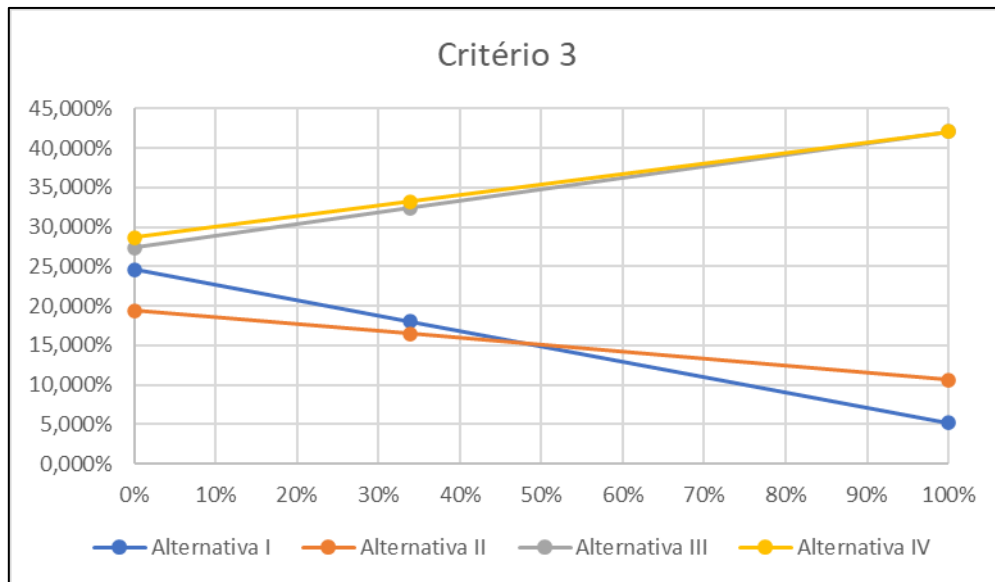
Figura B.22 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 5



De acordo com a Figura B.23, relativa à análise de sensibilidade para o Critério 3, que trata da “Transparência e não discriminação”, para quaisquer pesos atribuídos a esse critério, as Alternativas III e IV, respectivamente referentes a “ANP aprova previamente o código elaborado pelos operadores, usuários e terceiros interessados” e “ANP participa da elaboração de código junto com os operadores, usuários e terceiros interessados”, predominam sobre as demais

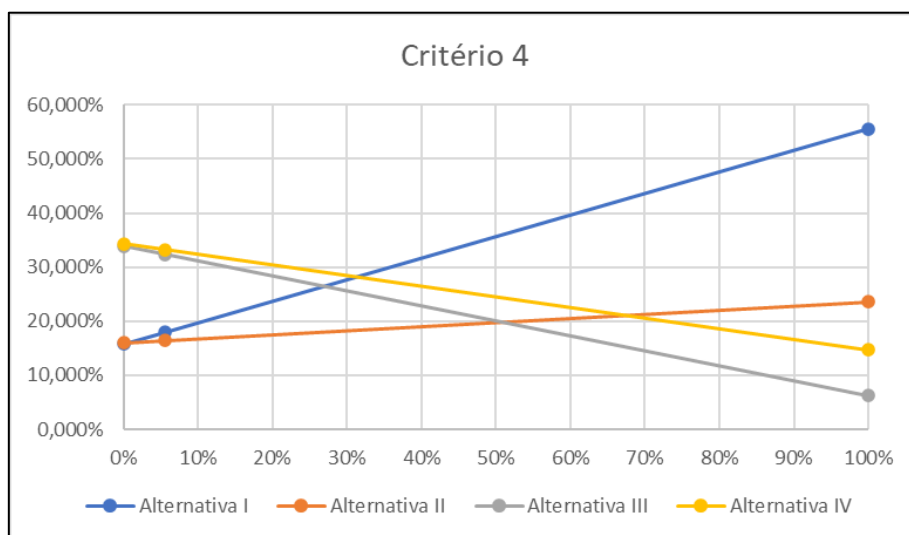
alternativas, tal qual se verificou para o Critério 1. Além disso, as Alternativas III e IV, apresentam sempre valores de prioridades muito próximos entre si, que chegam a ser praticamente idênticos quando pesos máximos são atribuídos ao Critério 3, o que corresponde ao mesmo comportamento observado para o Critério 1.

Figura B.23 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 5



Conforme a Figura B.24, relativa ao Critério 4, “Custo regulatório para o agente”, as Alternativas III e IV também apresentaram prioridades muito próximas entre si e superiores às demais alternativas quando o peso atribuído a esse critério foi de 5,5%. Caso fosse elevada a prioridade do Critério 4, a alternativa que prevaleceria seria a Alternativa I, opção referente a “Nenhuma regulamentação”, a partir de pesos superiores a 30% para o “Custo regulatório para o agente”.

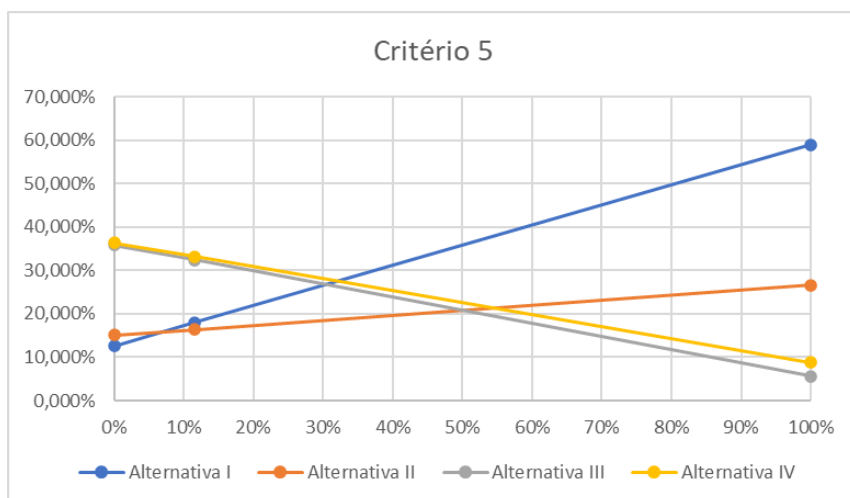
Figura B.24 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 5



Finalmente, para o Critério 5, referente ao “Custo administrativo para o órgão regulador”, as Alternativas III e IV também são as opções predominantes, com pesos muito semelhantes entre si, para o valor de prioridade igual a 11,6% para esse critério. Na hipótese de elevação do peso para o Critério 5, cresce a importância da Alternativa I, referente a “Nenhuma regulamentação”,

que passa a ser a opção predominante a partir de cerca de pesos superiores a 30% para o “Custo administrativo para o órgão regulador”.

Figura B.25 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 5



B.6 – Tema 6: Disponibilização de Informações

B.6.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.6.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	1	1/3	1/5	1/7
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	3	1	1/3	1/5
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	5	3	1	1/3
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	7	5	3	1
Razão de Consistência	0,0439			

Tabela B.6.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	1	1/2	1/2	1/3
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	2	1	1	1/2
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	2	1	1	1/2
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	3	2	2	1
Razão de Consistência	0,0038			

Tabela B.6.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	1	1/2	1/5	1/7
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	2	1	1/3	1/5
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	5	3	1	1/3
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	7	5	3	1
Razão de Consistência	0,0254			

Tabela B.6.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	1	2	5	5
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	1/2	1	3	3
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	1/5	1/3	1	1
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	1/5	1/3	1	1
Razão de Consistência	0,0015			

Tabela B.6.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	1	1/3	1/6	1/5
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	3	1	1/3	1/2
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	6	3	1	2
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	5	2	1/2	1
Razão de Consistência	0,012			

Tabela B.6.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	0,057	0,123	0,062	0,518	0,064
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,122	0,227	0,108	0,284	0,165
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	0,263	0,227	0,267	0,099	0,479
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,558	0,423	0,563	0,099	0,292
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.6.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

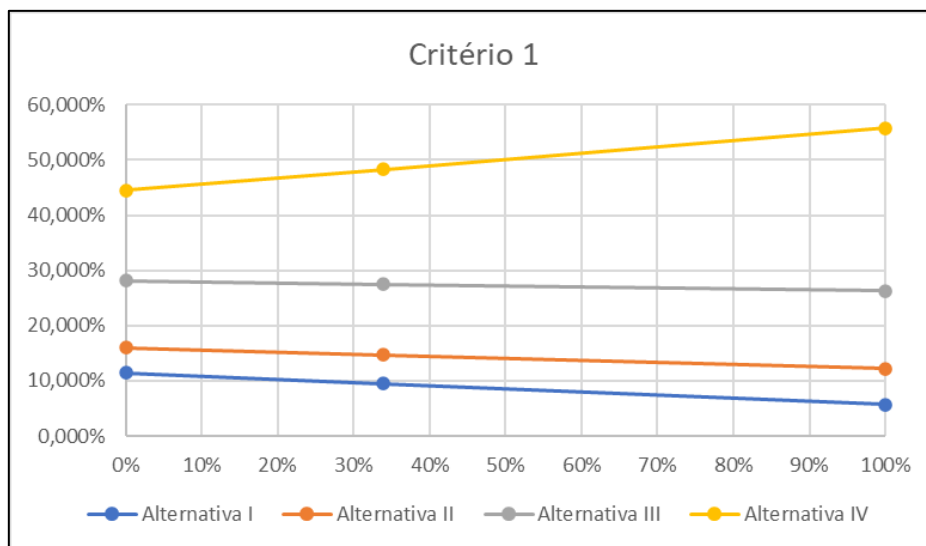
Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas	0,019	0,018	0,021	0,029	0,007	0,095
Alternativa II: Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,041	0,034	0,037	0,016	0,019	0,147
Alternativa III: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e o operador definiria os prazos	0,089	0,034	0,091	0,005	0,056	0,275

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa IV: ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados	0,189	0,064	0,191	0,005	0,034	0,483
Pesos dos Critérios	0,339	0,150	0,339	0,055	0,116	-

B.6.2 – Análise de Sensibilidade

A Figura B.26 apresenta a análise de sensibilidade das alternativas do Tema 6, Disponibilização de Informações, frente à variação do Critério 1, “Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura”. Verifica-se que para quaisquer pesos atribuídos a esse critério, predomina a Alternativa IV, relativa à opção em que a “ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados”. Para quaisquer pesos para o Critério 1, a ordem de prioridade entre as alternativas permanece a mesma, ou seja, a Alternativa IV é a que prevalece, seguida pelas Alternativas III, II e I.

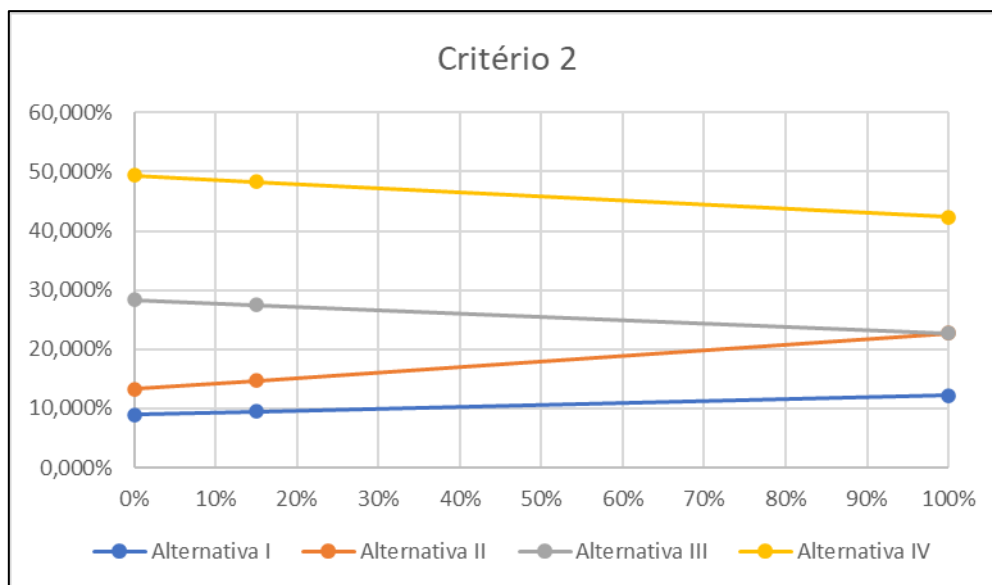
Figura B.26 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 6



A Figura B.27 apresenta a análise de sensibilidade das alternativas do Tema 6, Disponibilização de Informações, frente à variação do Critério 2, “Incentivo ao investimento”. Tal qual se observou para o Critério 1, a Alternativa IV foi a opção predominante para qualquer peso atribuído ao “Incentivo ao investimento”. A ordem de prioridade das demais alternativas também apresentou comportamento semelhante ao observado na análise de sensibilidade do Critério 1, apresentada na Figura B.26, ou seja, a Alternativa III foi a que apresentou a segunda maior prioridade, seguida das alternativas II e I. Por fim, as alternativas II e III se igualam em prioridade apenas quando se

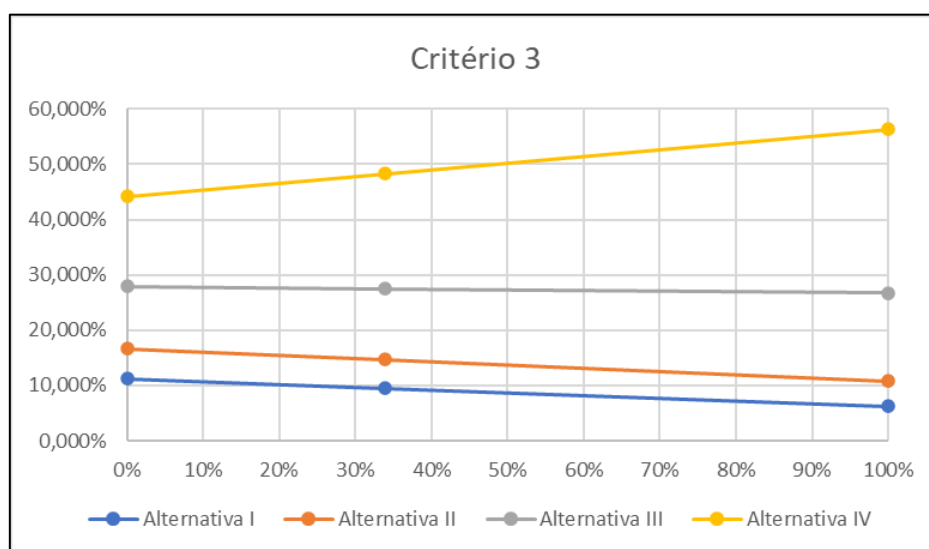
atribui peso máximo para o Critério 2, embora ainda menores que a prioridade da Alternativa IV.

Figura B.27 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 6



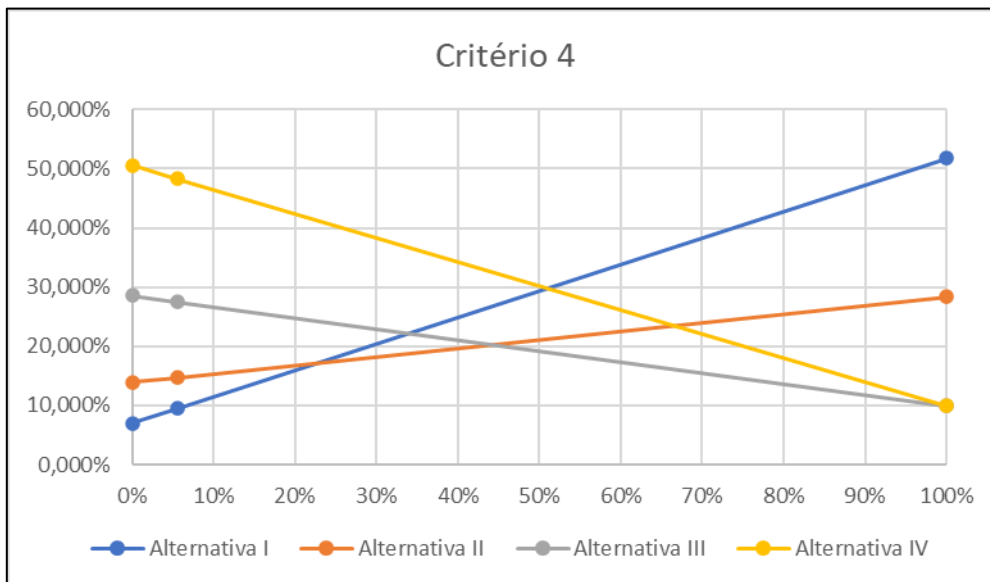
A Figura B.28 apresenta a análise de sensibilidade das alternativas do Tema 6, Disponibilização de Informações, frente à variação do Critério 3, “Transparência e não discriminação”. O comportamento observado é muito semelhante àquele verificado para o Critério 1, apresentado na Figura B.26, ou seja, para quaisquer pesos atribuídos a esse critério, predomina a Alternativa IV, relativa à opção em que a “ANP definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas e estabelece prazo para prestação de informações adicionais de operadores e terceiros interessados”. Tal qual se observou para o Critério 1, para quaisquer pesos para o Critério 3, a ordem de prioridade entre as alternativas permanece a mesma, ou seja, a Alternativa IV é a que prevalece, seguida pelas Alternativas III, II e I.

Figura B.28 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 6



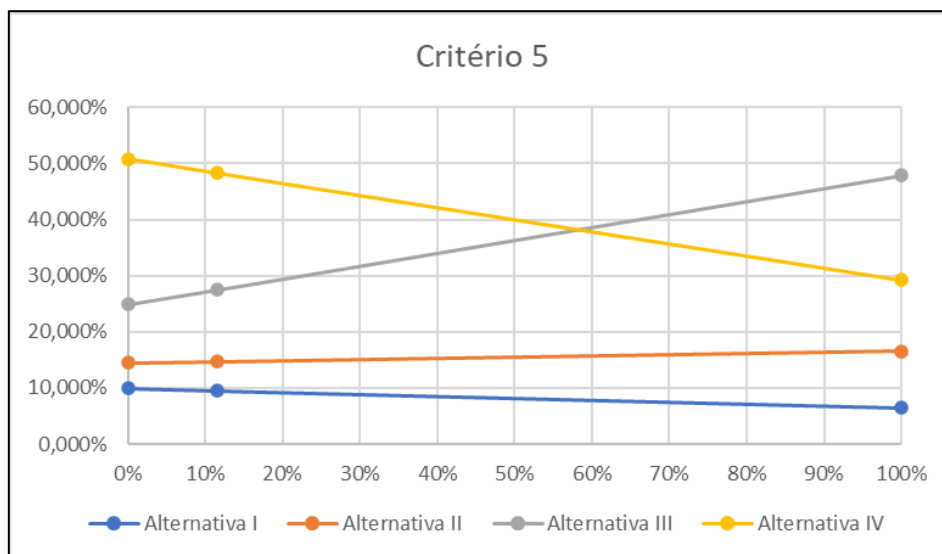
De acordo com a Figura B.29, que trata da análise de sensibilidade para o Critério 4 (“Custo regulatório para o agente”), a Alternativa IV foi a preponderante para o peso desse critério igual a 5,5%, chegando a 48,3%. Essa alternativa é a mais importante para valores de até 50% para o peso do Critério 4. A partir de então, passa a predominar a Alternativa I, referente àquela em que o “Operador definiria quais informações mínimas deveriam ser prestadas”.

Figura B.29 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 6



Finalmente, a Figura B.30 apresenta a análise de sensibilidade para o Critério 5, que trata do “Custo administrativo para o órgão regulador”. Nesse caso, a Alternativa IV mais uma vez é a opção predominante, tanto para o peso de 11,6% como para valores de prioridade para esse critério inferiores a, aproximadamente, 55%. Acima desse peso, a Alternativa III passa a ser a mais importante, seguida pelas Alternativas IV, II e I.

Figura B.30 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 6



B.7 – Tema 7: Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade

B.7.1 - Julgamento das Alternativas Regulatórias

Tabela B.7.1 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 1)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Sem regulação	1	1/4	1/7	1/9
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	4	1	1/3	1/5
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	7	3	1	1/3
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	9	5	3	1
Razão de Consistência	0,0472			

Tabela B.7.2 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 2)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Sem regulação	1	3	5	5
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	1/3	1	3	3
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	1/5	1/3	1	1
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	1/5	1/3	1	1
Razão de Consistência	0,0161			

Tabela B.7.3 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 3)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Sem regulação	1	1/4	1/5	1/6
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	4	1	1/2	1/3
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	5	2	1	1/2
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	6	3	2	1
Razão de Consistência	0,0245			

Tabela B.7.4 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 4)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Sem regulação	1	3	5	7
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	1/3	1	3	5
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	1/5	1/3	1	3
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	1/7	1/5	1/3	1
Razão de Consistência	0,0439			

Tabela B.7.5 – Julgamento da Importância Relativa das Alternativas Regulatórias (Critério 5)

Alternativas	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III	Alternativa IV
Alternativa I: Sem regulação	1	3	5	7
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	1/3	1	3	5
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	1/5	1/3	1	3
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	1/7	1/5	1/3	1
Razão de Consistência	0,0439			

Tabela B.7.6 – Prioridade das Alternativas por Critério

Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5
Alternativa I: Sem regulação	0,044	0,555	0,060	0,558	0,558
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	0,124	0,252	0,178	0,263	0,263
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	0,271	0,097	0,288	0,122	0,122
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	0,562	0,097	0,474	0,057	0,057
Soma	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela B.7.7 – Prioridade Final Com Base nos Pesos dos Critérios

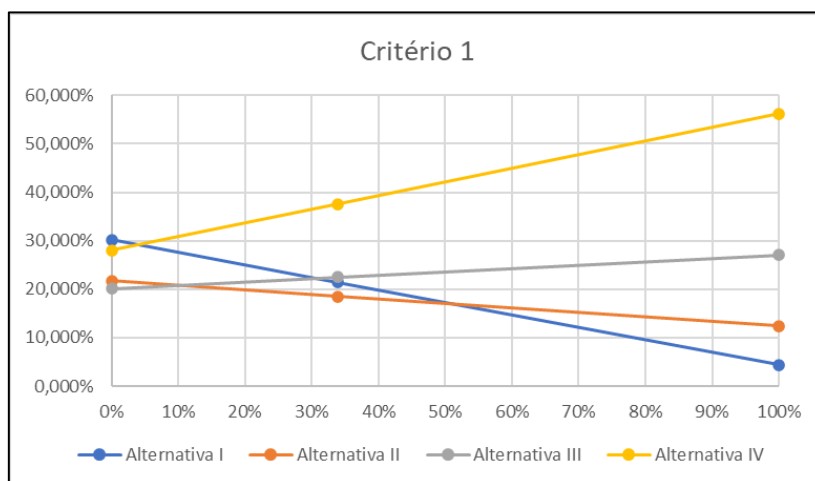
Alternativas	Critério 1	Critério 2	Critério 3	Critério 4	Critério 5	Prioridade Final
Alternativa I: Sem regulação	0,015	0,083	0,020	0,031	0,065	0,214
Alternativa II: Obrigatoriedade da Oferta de serviços interruptíveis	0,042	0,038	0,060	0,015	0,031	0,185
Alternativa III: Alternativa II + mecanismos voluntários de gestão e cong.	0,092	0,015	0,098	0,007	0,014	0,225
Alternativa IV: Alternativa III + mecanismos obrigatórios de gestão e cong.	0,191	0,015	0,161	0,003	0,007	0,376
Pesos dos Critérios	<i>0,339</i>	<i>0,150</i>	<i>0,339</i>	<i>0,055</i>	<i>0,116</i>	-

B.7.2 – Análise de Sensibilidade

Para ilustrar a análise de sensibilidade dos critérios do Tema 7, Mecanismos de Gerenciamento de Congestionamento e de Prevenção à Retenção de Capacidade, foram elaborados os gráficos reproduzidos nas figuras B31, B32, B33, B34 e B35, a seguir.

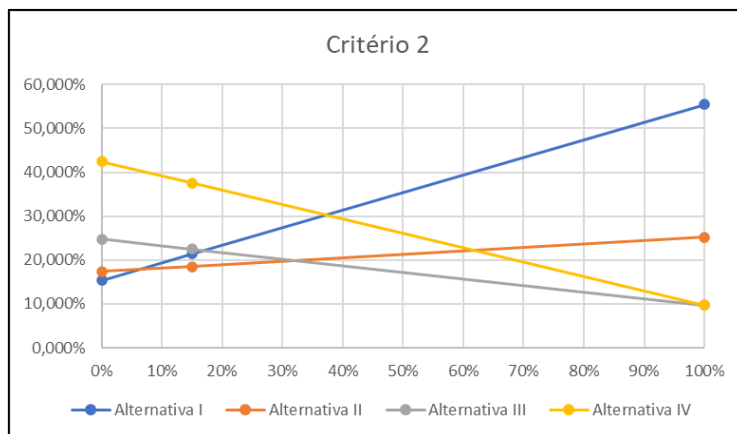
A Figura B.31 apresenta a análise de sensibilidade das alternativas, frente à variação do Critério 1, “Promoção da concorrência por meio da otimização do uso da infraestrutura”. Verifica-se que diante dos pesos atribuídos a esse critério, predomina a Alternativa IV, relativa à opção em que a “Seria obrigatória a oferta de serviços interruptíveis com previsão de mecanismos compulsórios de gestão de congestionamento”. Para quaisquer pesos para o Critério 1, a ordem de prioridade entre as alternativas permanece a mesma, ou seja, a Alternativa IV é a que prevalece, seguida pelas Alternativas III, II e I.

Figura B.31 – Análise de Sensibilidade – Critério 1, Tema 7



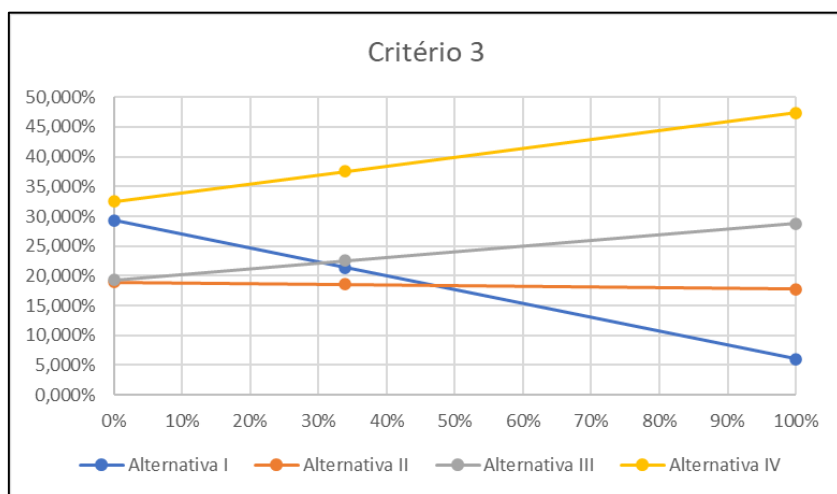
O comportamento das alternativas com relação ao Critério 2, Incentivo ao Investimento, está representado na figura B.32. Inicialmente a Alternativa IV seria a mais representativa, mas este cenário não se mantém e a Alternativa I é a que prevalece, indicando que, no que se refere ao incentivo aos investimentos, não regulamentar seria a melhor opção.

Figura B.32 – Análise de Sensibilidade – Critério 2, Tema 7



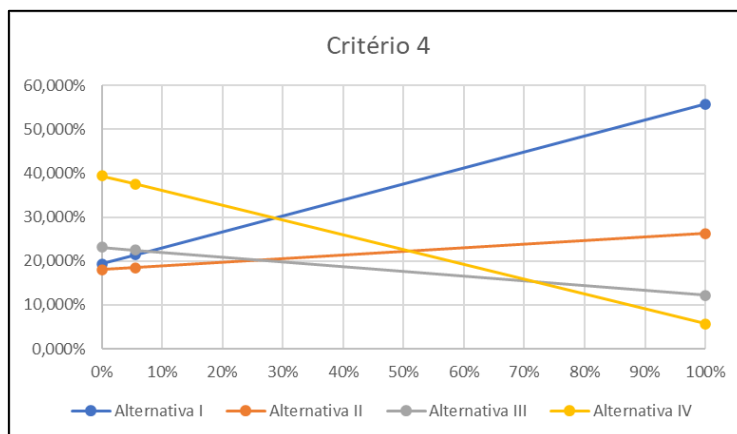
A análise de sensibilidade do critério 3, Transparência e Não Discriminação, está representada na figura B.33. Assim como ocorre para o cenário 1, a Alternativa IV é que se sobressai em relação as demais.

Figura B.33 – Análise de Sensibilidade – Critério 3, Tema 7



Na figura B.34 está refletida a análise de sensibilidade do critério 4, Custo Regulatório para o Agente Regulado. De forma análoga ao observado no critério 2, inicialmente a Alternativa IV seria a mais representativa, mas este cenário não se mantém e a Alternativa I é a que prevalece, indicando que não regulamentar seria a opção mais relevante.

Figura B.34 – Análise de Sensibilidade – Critério 4, Tema 7



A análise de sensibilidade do critério 5, Custo Administrativo para o Regulador, reflete a mesma tendência verificada para os critérios 2 e 4, prevalecendo a Alternativa I, indicando que não regulamentar seria a opção mais representativa.

Figura B.35 – Análise de Sensibilidade – Critério 5, Tema 7

